

**Przebudowa, rozbudowa i nadbudowa budynku WSU  
na potrzeby utworzenia Zespołu Inkubatorów Technologicznych KPT  
na działkach ewidencyjnych nr 6/79,6/80,6/81,6/332,6/160,6/161,6/159,6/163,7/9  
OBR 0005 Kielce, przy ul. Olszewskiego 6 w Kielcach**

<b>Adres inwestycji:</b>	dz. nr 6/79/; 6/80; 6/81; 6/332; 6/160; 6/161; 6/159;6/163; 7/9 OBR 0005 KIELCE, PRZY UL. OLSZEWSKIEGO 6 W KIELCACH		
<b>Inwestor:</b>	Gmina Kielce – Kielecki Park Technologiczny ul. Olszewskiego 6, 24 – 663 Kielce		
<b>Data:</b>	<b>09.2013</b>	<b>Faza</b>	<b>PROJEKT WYKONAWCZY</b>
	<b>INSTALACJA ELEKTRYCZNA</b>		
	imię nazwisko:	nr upr.:	Podpis/pieczętka:
<b>Projektował:</b>	mgr inż. <b>JACEK BARAN</b>	Upr. Bud. Nr: MAP/0081/POOE/05	
<b>Sprawdził:</b>	mgr inż. <b>PAWEŁ KOPYCIŃSKI</b>	Upr. Bud. Nr: MAP/0378/POOE/08	
<b>Zespół:</b>			

# ZAWARTOŚĆ OPRACOWANIA

## Część opisowa:

I.	Oświadczenia, uprawnienia projektantów.....	4
II.	Przedmiot opracowania .....	10
1	Instalacja Fotowoltaiczna (PV) .....	10
1.1	Przedmiot i zakres opracowania .....	10
1.2	Moce i uzyski z instalacji fotowoltaicznej.....	10
1.3	Schemat połączenia instalacji fotowoltaicznej.....	12
1.4	Moduły fotowoltaiczne w technologii DSSC .....	13
1.4.1	Elewacje – fasada wentylowana .....	15
1.5	Moduły fotowoltaiczne w technologii BC NoFrost.....	16
1.5.1	Zadaszenie wejścia głównego.....	19
1.5.2	System odładowania paneli grzewczo - fotowoltaicznych .....	19
1.6	Infrastruktura fotowoltaiczna .....	20
1.6.1	Inwertery fotowoltaiczne.....	20
1.6.2	Skrzynki połączeniowo-ochronne, tzw. Junction-Box .....	21
1.6.3	Akumulatory .....	21
1.6.4	Instalacja odgromowa .....	21
1.6.5	Oprzewodowanie inwerterów od strony DC .....	22
1.6.6	Oprzewodowanie systemu grzewczego .....	22
1.6.7	Złącza od strony napięcia DC .....	23
1.6.8	Ochrona przeciwporażeniowa instalacji fotowoltaicznej.....	23
1.6.9	Ochrona przeciwprzepięciowa instalacji fotowoltaicznej .....	23
1.7	Wizualizacja/sterowanie – System Zarządzania Energią.....	23
1.8	Zestawienie podstawowych elementów systemu fotowoltaicznego .....	25
1.9	Normy i pojęcia związane .....	26
2	Uwagi końcowe .....	27

## Część rysunkowa:

Rysunek PV-01	Elewacja południowa - rozmieszczenie paneli szklanych z sitodrukiem	skala 1:100
Rysunek PV-02	Elewacja zachodnia - rozmieszczenie paneli szklanych DSSC	skala 1:100
Rysunek PV-03	Elewacja północna - rozmieszczenie paneli szklanych z sitodrukiem	skala 1:100
Rysunek PV-04	Elewacja wschodnia - rozmieszczenie paneli szklanych z sitodrukiem	skala 1:100
Rysunek PV-05	Rozmieszczenie paneli fotowoltaicznych nad zadaszeniem wejścia głównego do budynku	skala 1:200
Rysunek PV-06	Rozmieszczenie falowników, trasy kablowe	skala 1:100

Rysunek PV-07	Schemat ideowy systemu grzewczo - fotowoltaicznego
Rysunek PV-08	Schemat ideowy połączeń modułów PV - Inwerter I1
Rysunek PV-09	Schemat ideowy połączeń modułów PV - Inwertery I2 – I8
Rysunek PV-10	Połączenie inwerterów z baterią akumulatorów
Rysunek PV-11	Schemat ideowy instalacji odładowania paneli grzewczo – fotowoltaicznych
Rysunek PV-12	Schemat rozdzielnic RNF

**I. Oświadczenia, uprawnienia projektantów**

## **II. Przedmiot opracowania**

Przedmiotem opracowania jest projekt wykonawczy instalacji elektrycznych oraz systemu fotowoltaicznego w modernizowanym budynku WSU na potrzeby utworzenia Zespołu Inkubatorów Technologicznych KPT Kielce ul. Olszewskiego 6.

### **1 Instalacja Fotowoltaiczna (PV)**

#### **1.1 Przedmiot i zakres opracowania**

Przedmiotem opracowania jest projekt wykonawczy systemu fotowoltaicznego o mocy 25 kWp obejmujący swoim zakresem montaż i konfigurację urządzeń systemu grzewczo – fotowoltaicznego.

Instalacja systemu fotowoltaicznego obejmuje:

- Panele fotowoltaiczne w technologii DSSC montowane na zachodniej elewacji budynku,
- Panele grzewczo-fotowoltaiczne w technologii krzemowej back-contact (BC) NoFrost jako zadaszania wejścia głównego do budynku,
- Infrastrukturę pozwalającą na magazynowanie i oddawanie wytworzonej energii do wydzielonych obwodów sieci energetycznej budynku,
- Infrastrukturę systemu grzewczo-fotowoltaicznego.

Energia produkowana z projektowanej instalacji fotowoltaicznej będzie wykorzystywana na potrzeby własne budynku i nie będzie oddawana do zewnętrznej sieci elektroenergetycznej. W związku z brakiem podłączenia systemu fotowoltaicznego do sieci elektrycznej występuje konieczność magazynowania energii przez dodatkowe urządzenia, przez co całość wyprodukowanej energii zostanie oddana na potrzeby zasilania wydzielonych obwodów elektrycznych budynku (obwody oświetleniowe na I i III piętrze). W celu zapewnienia ciągłej dostawy energii do wydzielonych obwodów, należy zastosować inwertery off-grid z funkcją UPS-a (inwertery połączone z panelami PV, siecią energetyczną i baterią akumulatorów).

Zadaniem instalacji grzewczo-fotowoltaicznej jest pozyskanie energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, jakim jest słońce, połączone z automatycznym odśnieżaniem części zadaszania wejścia głównego na którym znajdują się panele fotowoltaiczne.

W celu diagnostyki instalacji fotowoltaicznej oraz monitoringu pozyskanej energii ze słońca wraz z udostępnieniem danych do zdalnego odczytu należy zamontować System Zarządzania Energią.

Dla optymalizacji działań falowników solarnych oraz systemu odladzania paneli grzewczo-fotowoltaicznych należy zainstalować stację pogodową, na dachu budynku, mierzącą promieniowanie słoneczne, prędkość wiatru oraz temperaturę powietrza. Optymalizacja będzie polegała na poprawie współczynnika MPPT inwertera (ang. „*Maximum Power Point Tracking*”).

#### **1.2 Moce i uzyski z instalacji fotowoltaicznej**

Celem systemu jest zaplanowane pozyskanie energii elektrycznej z instalacji o mocy 25 kWp z energii słonecznej przy użyciu technologii fotowoltaicznej. Projektuje się podłączenie systemu fotowoltaicznego off-grid do wydzielonych obwodów oświetleniowych budynku. W celu optymalizacji

produkowanej energii projektuje się baterie akumulatorów. W razie braku energii wytwarzanej z paneli fotowoltaicznych oraz z baterii akumulatorów, następuje doprowadzenie energii elektrycznej do wydzielonych obwodów z sieci energetycznej budynku poprzez inwerter z funkcją UPS'a.

**Tab. 2.1** Projektowana instalacja PV – moce i technologie paneli

Rodzaj paneli PV	Umiejscowienie	Powierzchnia	Moc systemu
Panele w technologii DSSC	Elewacja zachodnia	ok 575 m <sup>2</sup>	<b>25 kW</b>
Panele grzewczo-fotowoltaiczne, w technologii BC NoFrost	Zadaszenie wejścia głównego	ok 25 m <sup>2</sup>	

Tabela nr 2.2 przedstawia sposób obliczania rocznego uzysku energetycznego przy dobranej technologii paneli fotowoltaicznych.

Moc nominalna systemu Fotowoltaicznego (Back-Contact + DSSC): **25 kWp**

**Tab. 2.2** Przewidywane uzyski z instalacji PV

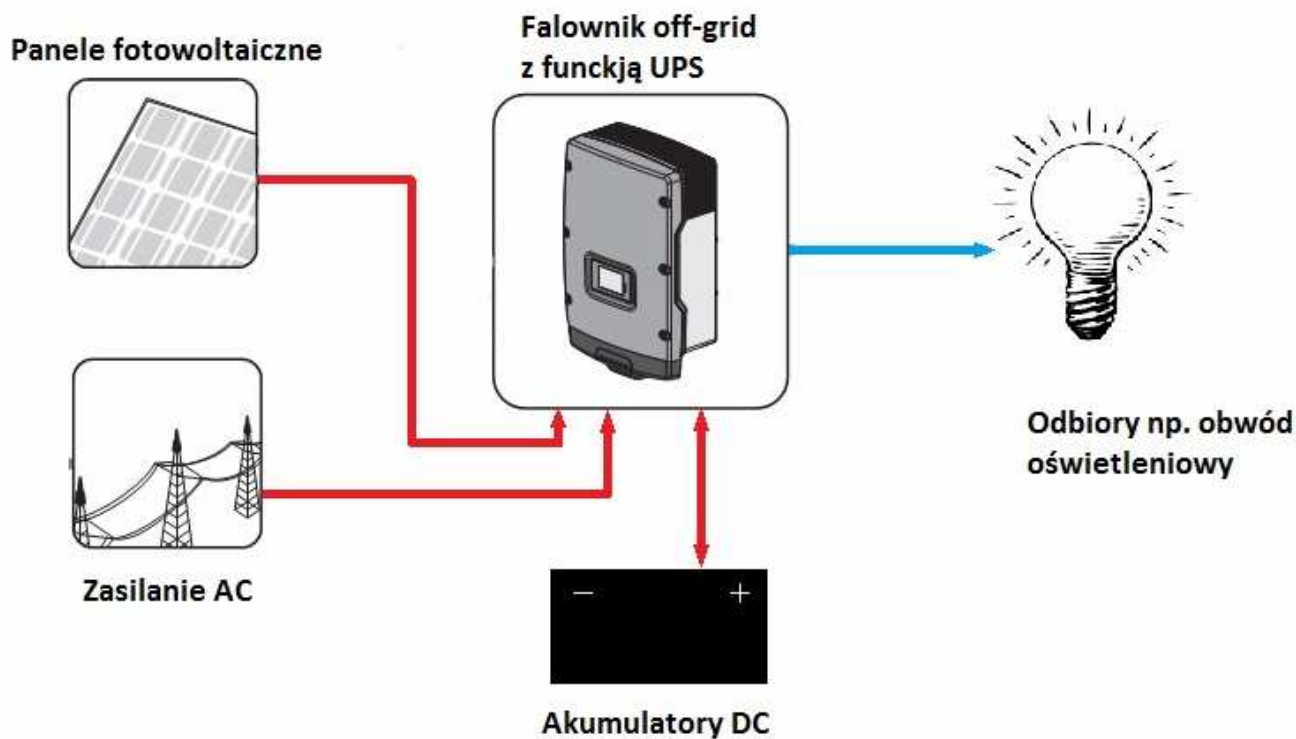
Umiejscowienie	Moc zainstalowana [kW]	Uzysk [MWh]
Elewacja zachodnia	<b>25</b>	<b>16,82</b>
Zadaszenie wejścia głównego		

Planowana utrata sprawności: 20% w przeciągu 25 lat.

Należy zaznaczyć, że obliczenia zostały przeprowadzone dla uśrednionych danych z bazy Ministerstwa Infrastruktury. Rzeczywiste osiągi mogą odbiegać od założonych. Na osiągi będzie miała wpływ pogoda podczas badanego okresu czasu.

### 1.3 Schemat połączenia instalacji fotowoltaicznej

Rysunek nr 1.1 pokazuje w obrazowy sposób połączenie projektowanego systemu fotowoltaicznego.



Rys. 1-1 Schemat zasadniczy połączenia systemu fotowoltaicznego

Inwertery należy zasilć z głównej rozdzielni elektrycznej znajdującej się w pomieszczeniu 0.36, poprzez rozdzielnicę zbiorczą RPV-AC. Parametry przewodu łączącego poszczególne inwertery z rozdzielnicami zbiorczymi, oraz pomiędzy rozdzielnicami zbiorczymi a rozdzielnią główną dobrano wg normy PN-IEC 60364.

#### Możliwe stany pracy systemu:

- W przypadku braku zasilania sieciowego, akumulatory są ładowane z paneli solarnych, urządzenia odbiorcze zasilane są z paneli solarnych i akumulatorów, prąd ładowania z paneli solarnych wzrasta do 50A jeśli panele solarne są w stanie dostarczyć tyle energii.
- W przypadku braku zasilania z paneli solarnych, akumulatory ładowane są z zasilania sieciowego, urządzenia odbiorcze zasilane są z sieci zasilającej. Maksymalna wartość prądu ładowania z zasilacza AC jest ograniczona do 20A.
- W przypadku gdy zasilanie z sieci AC i z paneli solarnych jest dostępne, akumulatory są ładowane z ładowarki solarnej, urządzenia odbiorcze zasilane są z paneli solarnych przez akumulatory. Jeśli priorytetowym źródłem zasilania są panele solarne a napięcie na nich i akumulatorach spadnie do niskiego poziomu, wówczas inwerter przełączy się na zasilanie z sieci AC. Jeżeli pracuje w trybie SBU wówczas przełączy się na zasilanie z sieci AC w przypadku gdy napięcie na akumulatorach spadnie do niskiego poziomu.

- W przypadku braku zasilania z sieci i z paneli solarnych, odbiory zasilane są z akumulatorów.
- W przypadku gdy zasilanie z sieci AC i z paneli solarnych jest dostępne, akumulatory zasilane są z ładowarki sieciowej, odbiory zasilane są z sieci AC.
- W przypadku gdy zasilanie z sieci AC i z paneli solarnych jest dostępne, akumulatory zasilane są z ładowarki solarnej, odbiory zasilane są z sieci AC, Jeśli panele solarne nie są w stanie dostarczyć wystarczająco dużo energii ładowanie akumulatorów odbywa się z ładowarki sieciowej.
- W przypadku gdy zasilanie z sieci AC i z paneli solarnych jest dostępne, akumulatory zasilane są z ładowarki solarnej i sieciowej, odbiory zasilane są przez akumulatory i panele solarne. Jeśli panele solarne nie są w stanie dostarczyć wystarczającej ilości energii lub akumulatory rozładują się do niskiego poziomu wówczas urządzenie przełączy się na zasilanie z sieci AC.
- W przypadku gdy zasilanie z sieci AC i z paneli solarnych jest dostępne, akumulatory zasilane są z ładowarki solarnej i sieciowej, odbiory zasilane są z sieci AC.

System Fotowoltaiczny należy zintegrować z wyłącznikiem pożarowym budynku – system podlega wyłączeniu pożarowemu. Wyłączenie pożarowe realizowane poprzez rozdzielnicę WPP1-4 (wg. projektu instalacji elektrycznych).

Zaprojektowano stację pogodową mierzącą natężenie promieniowania słonecznego, prędkość wiatru, opady deszczu oraz temperaturę powietrza. Stacja będzie służyła optymalizacji działania falowników i systemu odładzania zadaszenia wejścia głównego do budynku.

## 1.4 Moduły fotowoltaiczne w technologii DSSC

Moduły fotowoltaiczne DSSC (Dye-Sensitized Solar Cells) projektuje się jako zewnętrzną warstwę fasady wentylowanej ścian osłonowych na elewacji zachodniej.

Podstawową zaletą barwnikowych modułów fotowoltaicznych DSSC (z ang. Dye-Sensitized Solar Cells) jest ich efekt wizualny, zdolność kształtowania stopnia przezierności, indywidualnych kształtów, co podnosi walory estetyczne elementów architektury zintegrowanej z fotowoltaicznymi modułami DSSC, które w połączeniu z możliwością stosowania w warunkach ograniczonego oświetlenia dają bardzo szerokie możliwości aplikacyjne. Moduły DSSC idealnie nadają się do instalacji na pionowych elementach przeszklonych fasad oraz jako części wewnętrznych szklano-aluminiowych przepierzeń. Sprawne działanie w słabym i rozproszonym oświetleniu predysponuje moduły DSSC do zastosowania zarówno na elewacjach nasłonecznionych jak i nie, wypierając tym samym wszelkie krzemowe technologie.

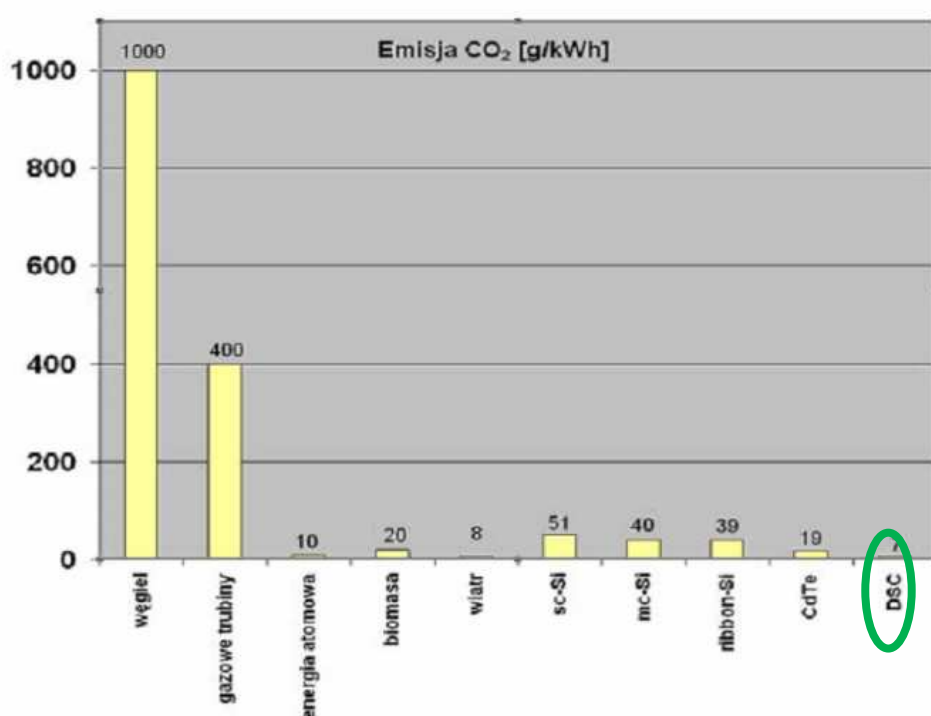
Warta podkreślenia jest ich innowacyjna konstrukcja i zasada działania opierająca się na procesach analogicznych do fotosyntezy zachodzącej w przyrodzie. Moduły DSSC wykonane są z ogniw niezawierających krzemu (otrzymywanego w bardzo energochłonnym procesie produkcji), zbudowanych w oparciu o nanokrystaliczną warstwę tlenku tytanu (IV) sensybilizowanego barwnikiem metaloorganicznym. Barwnik ten w ogniwie fotoelektrochemicznym spełnia rolę analogiczną do chlorofilu występującego w roślinach zielonych (stąd porównanie do procesu fotosyntezy),



zwiększając zakres absorbowanego przez tlenek tytanu (IV) promieniowania słonecznego. Ma to istotny wpływ na końcową wydajność konwersji fotoelektrycznej modułu DSSC.

W związku ze zdolnością kształtowania stopnia przezierności oraz nanoszenia dodatkowych warstw pośrednich wewnątrz ogniwa istnieje możliwość zaprojektowania indywidualnych wzorów graficznych, które podniosą walory estetyczne elementów architektury zintegrowanej z fotowoltaicznymi modułami DSSC.

Biorąc pod uwagę wpływ szerokiego stosowania technologii fotowoltaicznych na ekologię i ochronę środowiska należy zaznaczyć, że emisja gazów cieplarnianych powstałych podczas procesu produkcji ogniwa DSSC jest obecnie najniższa ze wszystkich technologii fotowoltaicznych co przedstawiono na poniższym wykresie.



**Rys. 2.2** Emisja gazów cieplarnianych (eq CO<sub>2</sub> [g/kWh]) powstałych podczas procesu produkcji ogniwa DSSC w zestawieniu z innymi technologiami otrzymywania energii elektrycznej.

Barwnikowe ogniwa fotowoltaiczne cechuje najniższy wskaźnik zwrotu energii (z ang. Energy Payback), który dla tej technologii wynosi obecnie 0,3 roku.

Bardzo istotnym jest fakt dwukierunkowego działania ogniwa, które znacząco podnosi osiągi instalacji. Uzyskanie efektu dwukierunkowości będzie osiąganę poprzez transparentność paneli DSSC oraz dwukierunkowy (bifacjalny) absorber zabezpieczony przed degradacją w wyniku działania warunków atmosferycznych tafla szklaną zintegrowaną w module.

**Tab. 1.3** Minimalne wymagania co do pojedynczego tafli fotowoltaicznej DSSC

<u>PARAMETR</u>	<u>WARTOŚĆ</u>	<u>DOPUSZCZALNA ODCHYLENIA</u>
Typ ogniw w panelu PV	DSSC (ang. <i>Dye-Sensitized Solar Cells</i> )	niedopuszczalna
Barwa ogniw fotowoltaicznych	bursztynowa	niedopuszczalna
Wykonanie pojedynczego ogniwa PV	Przewody do złącz kontaktowych lutowane metodą ultradźwiękową.	niedopuszczalna
Moc znamionowa (szczytowa) panelu PV na metr kwadratowy	40 Wp/m <sup>2</sup>	+% brak ograniczeń -5%
Wydajność ogniwa PV, przy STC	min. 4%	+% brak ograniczeń-0%
Utrata wydajności w ciągu 20 lat	25%	niedopuszczalna
Współ. temperaturowy utraty mocy	-0,6%/K	lub mniejszy
Grubość szyby frontowej	3mm	max. 5mm
Grubość szyby tylnej	3mm	max. 6mm
Całkowita grubość panelu PV	10mm	+6mm -4mm
Przewody odprowadzające wygenerowany prąd	min. 2x Ø4mm <sup>2</sup> , biegun dodatni oraz ujemny, długość min 2x1m	niedopuszczalna
Typ szkła	Póhartowane lub bezpieczne	niedopuszczalna
<b><u>DANE MECHANICZNE</u></b>		
Wymiary panelu	Wg rysunków	Dopuszczalna po uzyskaniu zgody projektanta obiektu
Transparentność panelu	min. 35%	lub większa przy zachowaniu mocy
Mocowanie przewodów odprowadzających prąd	Junction BOX, z wtyczkami Tyco lub MC-4, dioda bypasowa	niedopuszczalna
System ochrony ogniwa i złączy	IP65	niedopuszczalna
Klasa ochrony	II-klasa	niedopuszczalna
<b><u>ZASADY UŻYTKOWANIA</u></b>		
Temperatura pracy	-40 do +85°C	niedopuszczalna
Max. Napięcie DC	1 000V	niedopuszczalna
Odporność na prąd wsteczny	Min. 6A	niedopuszczalna

#### 1.4.1 Elewacje – fasada wentylowana

Fasada wentylowana została zaprojektowana na wszystkich elewacjach budynku. Wypełnienie czyli warstwę zewnętrzną fasady wentylowanej stanowią m.in. moduły fotowoltaiczne DSSC, które dzięki swojej innowacyjnej budowie posiadają możliwość działania 2-kierunkowego. W tym celu na izolacji termicznej projektuje się warstwę odbijającą, której zadaniem jest spotęgowanie uzysków energetycznych.

Zaprojektowany system fasady wentylowanej z modułami fotowoltaicznymi jest estetycznym i praktycznym rozwiązaniem, mającym na celu zapewnienie atrakcyjnego wyglądu okładziny zewnętrznej ściany oraz umożliwiającym pozyskanie energii elektrycznej w sposób zaplanowany.

Moduły fotowoltaiczne stanowiące okładzinę elewacji muszą być wykonane w technologii szkło-szkło, w systemie bezramkowym.

Uchwyty mocujące panele do aluminiowego rusztu będą niewidoczne, dzięki czemu fasada stanowi płaską szklaną powierzchnię bez listew maskujących, dociskowych, z zaznaczonymi podziałami pionowymi i poziomymi, które stanowią szczeliny pomiędzy przylegającymi do siebie taflami szkła. Integracja paneli PV z uchwytyami mocującymi następuje w procesie prefabrykacji.

Aluminiowy ruszt będzie montowany do konstrukcji budynku (stalowych, ocynkowanych profili - zgodnie z projektem konstrukcji) przy pomocy podpór. Ilość i rozmieszczenie podpór należy tak dobrać aby siły działające na konstrukcję były przenoszone na konstrukcję budynku bez utraty właściwości modułów wypełniających. Podpory w żadnym wypadku nie mogą przenosić na konstrukcję fasady wentylowanej obciążeń z konstrukcji budynku. System mocowania powinien kompensować ruchy zarówno w pionie jak i poziomie.

Celem zapewnienia prawidłowej wentylacji pomiędzy izolacją termiczną ściany a panelami PV projektuje się pustkę powietrzną o szerokości min 20mm.

Wszystkie podpory, marki projektuje się jako wykonane z aluminium lub stali nierdzewnej. Wszystkie materiały należy odpowiednio zabezpieczyć antykorozyjnie aby nie wchodziły w reakcję ze sobą.

Przyjęte rozwiązania sprawiają, że fasadę wentylowaną systemowo zintegrowaną z modułami PV można stosować zarówno na budynkach nowobudowanych jak i już istniejących.

## 1.5 Moduły fotowoltaiczne w technologii BC NoFrost

Panele fotowoltaiczno - grzewcze wykonane w technologii „back contact” (BC NoFrost) projektuje się jako zadaszenie wejścia głównego do budynku na elewacji zachodniej zgodnie z załączonym rysunkiem PV-05.

Panele grzewczo - fotowoltaiczne BC NoFrost dzięki swojej innowacyjnej technologii, poza produkcją prądu eliminują także potrzebę usuwania pokrywy śnieżnej z powierzchni modułów zastosowanych na dachach, zadaszeniach, żaluzjach, dzięki czemu idealnie nadają się do zastosowania na połaciach dachowych wiat, hal, lotnisk, przejść granicznych, magazynów, dworców, stadionów, budynków biurowych, centrów handlowych i innych oraz jako lamele osłon przeciwsłonecznych zarówno w układzie poziomym jak i pionowym.

Moduł fotowoltaiczny BC NoFrost to moduł krzemowy wykonany w technologii back-contact (moduły fotowoltaiczne składające się z ogniw monokrystalicznych nie posiadających przedniej metalizacji, w których obie elektrody znajdują się na spodniej części ogniwa, tzw. tylna elektroda – back-contact - BC) wraz z funkcją grzewczą (NoFrost), zbudowany z połączonych szeregowo/równolegle ogniw, zabezpieczonych od zewnątrz szkłem TCO, który posiada zintegrowany przezierny system grzewczy. Moduły należy łączyć tak, aby osiągnąć maksymalny punkt pracy falownika, a jednocześnie nie przekroczyć napięcia pracy.

**Tab. 1.3** Minimalne wymagania pojedynczego zintegrowanego panelu grzewczo-fotowoltaicznego back-contact

<u>PARAMETR</u>	<u>WARTOŚĆ</u>	<u>DOPUSZCZALNA ODCHYLENIA</u>
<b>Typ ogniw w panelu PV</b>	KRZEMOWE (w technologii „back-contact”)	niedopuszczalna
<b>Wykonanie pojedynczego ogniwa PV</b>	Łączenie pojedynczego ogniwa do ścieżek przewodzących przy pomocy technologii „back-contact”. Ogniwa monokrystaliczne nie posiadające przedniej metalizacji, w których obie elektrody znajdują się na spodniej części ogniwa.	niedopuszczalna
<b>Moc znamionowa panelu PV na metr kwadratowy, STC</b>	170 Wp/m <sup>2</sup>	+% brak ograniczeń -5%

Wydajność ogniwa PV, przy STC	min. 22%	+% brak ograniczeń -0%
Utrata wydajności w ciągu 25 lat	20%	niedopuszczalna
V <sub>MPP</sub> (napięcie w maksymalnym punkcie pracy)	30 V	max. 55V min. 20V
I <sub>MPP</sub> (prąd w maksymalnym punkcie pracy)	5 A	max. 8A min. 4A
V <sub>OC</sub> (napięcie obwodu otwartego)	35 V	max. 65V min. 25V
Grubość szyby frontowej TCO z nanowarstwą grzewczą	3.2mm	max. 8mm
Grubość szyby tylnej, za ogniwem PV	2mm	max. 8mm
Technologia szklenia	Póhartowane lub bezpieczne	Niedopuszczalna, folia laminująca o parametrach lepszych od PVB i EVA
Całkowita grubość panelu Grzewczego-PV	10mm	+20mm -3mm
Przewody doprowadzające prąd	min. 2x $\Phi$ 4mm <sup>2</sup> , biegun dodatni oraz ujemny, długość min 2x1m	niedopuszczalna
Przewody odprowadzające prąd	min. 2x $\Phi$ 4mm <sup>2</sup> , L+N, długość min 2x1m	niedopuszczalna
Moc grzewcza	180 W/m <sup>2</sup>	od 160 do 350W/m <sup>2</sup>
<b><u>DANE MECHANICZNE</u></b>		
System ochrony złączy	IP65	niedopuszczalna
Waga panelu	30 kg/m <sup>2</sup>	max. 45kg/m <sup>2</sup>
<b><u>ZASADY UŻYTKOWANIA</u></b>		
Temperatura	-40 do +85°C	niedopuszczalna
Odporność na prąd wsteczny	Min. 6A	niedopuszczalna

Folia stosowana do laminacji modułu *back-contact* w technologii NO-FROST szyby grzewczej przy użyciu folii (lepszej od PVB), o parametrach, tj.:

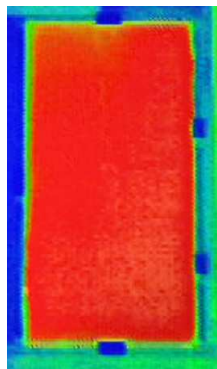
- wysoka rezystancja przejścia ( $10^{16}$   $\Omega$ -rezystywność powierzchni) dla napięcia powierzchniowego na szkłe grzewczym,
- niska higroskopijność (0.68 g mm/m<sup>2</sup>/dzień) w porównaniu do PVB lub EVA,
- odporność na promieniowanie UV(ekspozycja o mocy 42suns), (czas ekspozycji: 3500h), utrata transmitancji w zakresie światła widzialnego nie większa od 85%,
- nie posiada kwasów octowych,
- zwiększona trwałość w czasie przedniej szyby na gradobicie i obciążenie śniegiem,  
-zwiększona odporność na zginanie w porównaniu do PVB lub EVA (F=1000N dla laminacji np. 55.2 – co dwukrotnie przewyższa wytrzymałość PVB).

Działanie zintegrowanego panelu grzewczego jest następujące: do przewodów zasilających podłącza się źródło napięcia elektrycznego, stałego DC lub zmiennego AC, przykładowo o wartości 10 ÷ 250V. Na skutek przyłożonego napięcia elektrycznego przez warstwę przewodzącą tlenku cyny (IV) dotowanego fluorem SnO<sub>2</sub>:F przepływa prąd elektryczny wydzielając ciepło na rezystancji tej warstwy szkła. Wydzielone ciepło przenika poprzez część frontową do warstwy szronu, lodu lub śniegu. W wyniku tego oddziaływania warstwa szronu, lodu lub śniegu topi się odsłaniając umieszczone pod spodem ogniwo fotowoltaiczne.

**Krawędzie szkła grzewczego są zabezpieczone przed niekontrolowanym przedostaniem się napięcia na konstrukcję stalowo-aluminiową przez laserową strukturyzację krawędzi szkła; testy napięciowe do 1000V.**

Cechy Zintegrowanego Panelu Grzewczo-Fotowoltaicznego:

1. Równomierny rozkład temperatury na powierzchni modułu (poniższy rysunek przedstawia widok z kamery termowizyjnej)



2. Ogrzewana jest zewnętrzna warstwa modułu
3. Krótki czas potrzeby do osiągnięcia temp. roboczej
4. Brak konieczności ogrzewania modułu w całej jego grubości
5. Brak konieczności topienia zalegającego śniegu – system nie dopuszcza nagromadzeniu się powłoki śnieżnej
6. Możliwość ogrzewania sektorowego, nie jest wymagana cała moc zainstalowana w systemie szyb grzewczych.
7. Niewielka moc grzewcza potrzebna do ogrzania modułu do zadanej temperatury.

Stacja pogodowa zostanie zamontowana na dachu budynku. Jej zadaniem będzie pomiar ilości opadów śniegu, deszczu oraz bieżącej temperatury otoczenia.

Nie dopuszcza się nierównomierności rozkładu temperatury na powierzchni panelu grzewczo-fotowoltaicznego. Parametrem określającym równomierność rozkładu temperatury jest parametr względnego odchylenia standardowego (RSD) tego rozkładu. Parametr ten obliczany jest na podstawie danych zebranych z punktów pomiarowych rozmieszczonych na powierzchni panelu. W początkowym okresie grzania panelu najwyższe wartości RSD nie mogą być większe niż 40%. Wymagana wartość podana jest od momentu uruchomienia do chwili osiągnięcia przez panel temperatury roboczej. Przeprowadzone pomiary muszą wykazać jego homogeniczność.

Na potwierdzenie zastosowania projektowanej technologii wymaga się przedstawienia na etapie ofertowania (jako załącznik do oferty) kopii raportu z badań wraz ze świadectwem kalibracji urządzenia potwierdzających sprawność kwantową ogniw powyżej 90%.

Ze względu na postępującą degradację, zwiększone ryzyko uszkodzenia ogniw i zwiększoną utratę sprawności ogniw fotowoltaicznych do odładzania/odszraniania paneli PV nie dopuszcza się zastosowania drutów oporowych i mat grzejnych pod panelem, polaryzacji tzw. „prądem wymuszonym” oraz podania prądu wstecznego na panel.

Ze względu na postępującą delaminację zespolenia i żółknienie folii PVB lub EVA niedopuszczalne jest zastosowanie laminatów z folią EVA lub PVB. Folia EVA lub PVB nie zachowują sztywności przy zbitiu szkła. Szkła zespolone folią EVA nie spełniają norm szkła bezpiecznego.

Wykonana instalacja musi zapewniać możliwość odbioru wyprodukowanego w ogniwach prądu w trakcie odśnieżania warstwy frontowej modułu PV. Oba procesy tj. produkcji prądu oraz odladzania/odszraniania muszą zachodzić jednocześnie i niezależnie od siebie. Projektowana instalacja musi zapewniać możliwość odbioru wyprodukowanego w ogniwach prądu elektrycznego, w trakcie pełnienia funkcji grzewczych.

Zastosowanie funkcji grzewczej nie może obniżać trwałości instalacji 25 lat i musi zapewniać długotrwałą, właściwą pracę modułów fotowoltaicznych jako źródła pozyskania prądu elektrycznego z energii promieniowania słonecznego z jednoczesną funkcją odśnieżania / odszraniania modułów.

#### 1.5.1 Zadaszenie wejścia głównego

System fotowoltaiczny obejmuje zadaszenie wejścia głównego do budynku na elewacji zachodniej (rys. PV-05). Moduły fotowoltaiczne wykonane w technologii BC NoFrost będą montowane na stalowej konstrukcji nośnej wg projektu konstrukcji zawartego w branży architektonicznej.

#### 1.5.2 System odladzania paneli grzewczo - fotowoltaicznych

W skład systemu odladzania wchodzi panel grzewczo-fotowoltaiczny wraz z aparaturą wykonawczą i sterowania/automatyki. Sekcja dysponuje maksymalną mocą grzewczą wynoszącą 10 kW. Dokładny podział mocy w sekcji grzewczej został przedstawiony poniżej.

**Tab. 2.4** Łączny pobór mocy na fazach przez załączoną sekcję grzewczą:

		I/1 [kW]
Fazy	L1	2,45
	L2	2,45
	L3	2,45
SUMA:		7,35

Sekcja jest załączana poprzez 30A przekaźniki półprzewodnikowe 1 fazowe wyposażone w radiator, zamontowane w rozdzielnicy systemu grzewczego RNF. Przekaźniki te są z kolei załączane przez odpowiednio wystawione wyjścia przekaźnikowe modułu sterowania umieszczonego w tej rozdzielnicy. W rozdzielnicy należy zamontować zasilacz 24 VDC służący do wystawiania wejść przekaźników półprzewodnikowych. Rozdzielnicę sterowania grzewczego RNF zlokalizowano w pomieszczeniu 0.27.

Moduły sterowania wyjść przekaźnikowych są z kolei sterowane przez główny sterownik systemu grzewczego umieszczony w rozdzielnicy RNF w pomieszczeniu 0.27. Połączenie sterownika systemu grzewczego z modułem sterowania należy wykonać przy mocy przewodu FTP kat. 6 zewnętrznym. W rozdzielnicy tej należy zamontować zasilacz dla sterownika systemu grzewczego wraz z zabezpieczeniami w postaci wyłącznika nadprądowego i różnicowoprądowego.

## 1.6 Infrastruktura fotowoltaiczna

### 1.6.1 Inwertery fotowoltaiczne

Należy zastosować inwertery fotowoltaiczne z funkcją UPS i regulatora ładowania (w jednym urządzeniu). Projektuje się inwertery PV działające według zaprogramowanej funkcji PV/akumulatory/sieć zasilająca zapewniające ciągłą dostawę energii w przypadku dni pochmurnych i nocnych do wydzielonych obwodów oświetleniowych. Praca taka jest możliwa dzięki podłączeniu inwerterów do zewnętrznej sieci energetycznej budynku oraz baterii akumulatorów 48V DC i pojemności 400Ah. Dopuszcza się jako zamienniki inwertery o nie gorszych parametrach niż zaprojektowane. Inwertery muszą mieć możliwość wzajemnej komunikacji i diagnostyki poprzez system nadzorujący.

Funkcje realizowane przez inwerter to:

- Czysta sinusoida w trybie bateryjnym
- Programowana wartość prądu ładowania w obwodzie bateryjnym
- Programowalne źródło zasilania: sieć zasilająca lub panele solarne
- Współpraca z agregatem prądotwórczym lub siecią zasilającą
- Funkcja auto-restartu: podczas powrotu napięcia zasilającego Inwerter samoczynnie się uruchomi
- Zabezpieczenie przed przeciążeniem, przegrzaniem i zwarcie
- Inteligentna ładowarka pozwalająca wydłużyć żywotność baterii
- Funkcja zimnego startu pozwalająca na uruchomienie urządzenia bez podłączonego zasilania sieciowego

#### Minimalne parametry jednofazowego inwertera

##### **Specyfikacja trybu sieciowego.**

Kształt sygnału wejściowego	Sinusoida (sieć energetyczna lub generator)
Nominalne napięcie wejściowe	230Vac
Maksymalna wartość napięcia wejściowego	300V AC
Nominalna częstotliwość napięcia wejściowego	50Hz / 60Hz (Auto)
Zabezpieczenie przeciwzwarciowe	Bezpiecznik
Wydajność	>95% ( obciążenie rezystancyjne, akumulatory w pełni naładowane )
Czas przełączenia	10ms typical (UPS)

##### **Specyfikacja trybu bateryjnego.**

Znamionowa moc wyjściowa	5KVA/4KW
Kształt napięcia wyjściowego	Pure Sine Wave
Wartość napięcia wyjściowego	230Vac±5%

Częstotliwość napięcia wyjściowego	50Hz
Wydajność	90%
Przeciążenia	5s $\geq 150\%$ Pmax ; 10s 110%~150% Pmax
Napięcie obwodu DC	48Vdc
Minimalny poziom napięcia DC dla zimnego startu.	46.0Vdc
Górne napięcia odcięcia ładowarki.	60Vdc
Pobór mocy na potrzeby własne.	<20W
Pobór mocy w trybie oszczędzania energii.	<10W

### **Specyfikacja ładowarki**

Algorytm ładowania.	3-stopniowy
Ładowanie w trybie sieciowym:	
Max prąd ładowania (UPS)	20/30A ( $V_{IP}=230Vac$ )
Konserwujące napięcie ładowania	54Vdc
Ładowanie z paneli solarnych:	
Max prąd ładowania (PWM)	50A
Napięcie obwodu DC	48Vdc
Max napięcie z paneli solarnych	90Vdc
Pobór mocy w trybie oczekiwania	2W

#### **1.6.2 Skrzynki połączeniowo-ochronne, tzw. Junction-Box**

Skrzynki połączeniowo-ochronne, tzw. Junction Box służą do zabezpieczenia i łączenia stringów paneli fotowoltaicznych. Są to obudowy hermetyczne IP 65 wykonane z odpornego na promieniowanie UV tworzywa sztucznego. W ich wnętrzu należy zainstalować rozłącznik izolacyjny co najmniej 30A oraz ochronnik przeciwprzepięciowy typu II. Obudowa ponadto musi posiadać gniazda przyłączeniowe dla szybkiego podłączania i odłączania przewodów solarnych, zarówno od strony paneli fotowoltaicznych i inwertera. W przypadku modułów DSSC należy również zastosować w nich diody blokujące.

#### **1.6.3 Akumulatory**

Do podtrzymania zasilania w przypadku braku zasilania z sieci elektrycznej oraz paneli fotowoltaicznych należy, zaraz poniżej zespołu inwerterów, umieścić baterię akumulatorów żelowych 48 VDC 400Ah ustawione na stelażu. Projektuje się 4 zespoły baterii akumulatorów, po jednym na dwa inwertery. Projektuje się zabezpieczenie akumulatorów umieszczone bezpośrednio przy stelażach.

#### **1.6.4 Instalacja odgromowa**

Na elewacjach zaprojektowano panele typu szkło-szkło, bez ramki, które nie wymagają uziemienia. Uziemić należy elementy aluminiowe podkonstrukcji fasady. Uziemienie fasady połączyć z uziemieniem odgromowym budynku. Uziemienie wykonać bednarką ocynkowaną FeZn 25x4mm.



### 1.6.5 Oprzewodowanie inwerterów od strony DC

Do wykonania instalacji elektrycznej dla systemu grzewczo-fotowoltaicznego od strony DC należy zastosować przewody solarne charakteryzujące się następującymi parametrami:

- napięcie znamionowe: 0,6/1kV,
- pojedyncza wiązka,
- podwójna izolacja,
- przekrój miedzi min. 4mm<sup>2</sup> dla przewodów oznaczonych na schematach jako K1
- przekrój miedzi min. 6mm<sup>2</sup> dla przewodów oznaczonych na schematach jako K2
- żyły: wg PN/EN-60228, miedziane wielodrutowe klasy 5,
- izolacja: polwinitowa na 90 °C
- powłoka: polwinitowa odporna na UV
- temperatura wg PN-93/E-90400:  
na powierzchni przewodu: max. 90°C  
po ułożeniu na stałe, praca dopuszczalna w temp. -30°C do +90°C  
instalacje ruchome, praca dopuszczalna w temp. -5°C do +90°C

Przewody te należy prowadzić od paneli fotowoltaicznych do JB (Junction-Box'ów) w perforowanych metalowych, cynkowanych ogniowo, korytkach o wymiarach 60x100. Należy prowadzić osobne korytka dla okablowania DC i AC. W JB należy zamontować ochronnik przepięciowy typu II oraz rozłącznik izolacyjny. Dodatkowo w rozdzielnicach JB należy przewidzieć gniazda przelotowe na zewnątrz rozdzielni pod podłączenie przewodów solarnych. Zadaniem JB oprócz ochronny przeciwprzepięciowej i możliwości rozłączenia paneli fotowoltaicznych od inwerterów, jest możliwość równoległego spięcia 2 stringów paneli fotowoltaicznych. W JB znajdują się rozłączniki pożarowe sterowane z wyłącznika pożarowego budynku, odłączające panele fotowoltaiczne od inwerterów. Ponowne załączenie następuje ręcznie.

### 1.6.6 Oprzewodowanie systemu grzewczego

Pomiędzy panelami grzewczo-fotowoltaicznymi a rozdzielnicą systemu grzewczego RNF należy prowadzić przewody solarne (oznaczenie na rysunkach jako K2 – przewód grzewczy) o parametrach co najmniej:

- napięcie znamionowe: 0,6/1kV,
- pojedyncza wiązka,
- podwójna izolacja,
- przekrój miedzi min.  $\Phi$ 6mm<sup>2</sup> dla przewodów oznaczonych na schematach jako K2
- żyły: wg PN/EN-60228, miedziane wielodrutowe klasy 5,
- izolacja: polwinitowa na 90 °C
- powłoka: polwinitowa odporna na UV

Przewody te należy układać w osobnych korytkach kablowych.

Do łączenia równoległego paneli fotowoltaicznych należy wykorzystać odpowiedniego typu trójniki systemowe zapewniające szczelność co najmniej IP65.

### 1.6.7 Złącza od strony napięcia DC

Każdy panel fotowoltaiczny należy wyposażyć w złączki o stopniu ochrony co najmniej IP65. Parametry techniczne złącz oprzewodowania systemu fotowoltaicznego:

- Maksymalny prąd systemu fotowoltaicznego: 30 A
- Maksymalne napięcie systemu fotowoltaicznego: 1 000 V
- Termiczne warunki pracy: pomiędzy -40°C – +90°C
- Stopień ochrony: IP65

Złącza kablowe powinny zapewnić możliwość rozłączania serwisowego paneli fotowoltaicznych.

### 1.6.8 Ochrona przeciwporażeniowa instalacji fotowoltaicznej

Dobre falowniki z izolacją galwaniczną uniemożliwiają przepływ prądu zwarcia DC do instalacji elektrycznej, dlatego też dodatkowy wyłącznik różnicowoprądowy typu B po stronie instalacji zmiennoprądowej w tym przypadku nie jest wymagany. Wyłączenie przeciwporażeniowe uzyskuje się poprzez szybkie wyłączenie w układzie TNS.

### 1.6.9 Ochrona przeciwprzepięciowa instalacji fotowoltaicznej

Ochronę przed wyidukowanymi przepięciami spowodowanymi wyładowaniami atmosferycznymi zaprojektowano stosując ochronniki przepięciowe dedykowane dla instalacji fotowoltaicznej o napięciu granicznym 1000 VDC. Są to ograniczniki przepięć typu 2 pozwalające ograniczyć przepięcia do poziomu  $U_p \leq 4$  kV przy prądzie udarowym (8/20) 25 kA (12,5 kA na jeden biegun). Ochronniki DC przepięciowe instalacji fotowoltaicznej zostaną zabudowane w rozdzielniach typu junctionbox.

## 1.7 Wizualizacja/sterowanie – System Zarządzania Energią

Należy wykonać wizualizację ON-LINE uzysku energetycznego z instalacji fotowoltaicznej na dwóch monitorach oraz pokazać ilość zaoszczędzonego CO<sub>2</sub> w stosunku do metody konwencjonalnej produkcji energii (węgiel kamienny). Należy udostępnić monitoring oraz sterowanie instalacją fotowoltaiczną (System Zarządzania Energią) dla służb technicznych w budynku.

Trzon systemu stanowi stacja serwerowa, która bezpośrednio komunikuje się ze sterownikami obiektowymi. Jest stacją nadrzędną, zbierającą i przetwarzającą dane. Zawiera narzędzia do wizualizacji danych procesowych. Sterowniki obiektowe (oraz interfejs) stanowią warstwę obiektową, odpowiadają za wymianę informacji o technologicznych parametrach instalacji ze stacją nadrzędną. System wyposażono w serwer SQL, który jest odpowiedzialny za zbieranie danych i ich przechowywanie w celu ich wykorzystania do celów raportowych.

Stacja operatorska/serwer – komputer klasy serwer zawierający specjalistyczne oprogramowanie, które umożliwia nadzór i zarządzanie całym systemem. Serwer archiwizujący bieżące parametry instalacji w celu ich wykorzystania w raportach, bilansach, trendach. Lokalizacja serwera w pomieszczeniu PPD (pośredni punkt dystrybucyjny).

Sterownik obiektowy – sterownik programowalny, do sterowania, kontroli parametrów i stanu pracy instalacji składowych systemów, wg normy IEC 61131-3.

Inwertery należy wyposażyć w interfejs komunikacyjny RS485. Pozwoli to na wymianę informacji pomiędzy specjalistycznymi urządzeniami i systemami oraz współpracę w ramach wspólnego dla nich wszystkich systemu zarządzającego.

Połączenie pomiędzy poszczególnymi inwerterami zrealizować za pomocą magistrali (sieci) komunikacyjnej oraz wspólnego protokołu transmisji. Zapewnia to pełną wymienialność informacji pomiędzy inwerterami oraz systemem nadzorczym. Centralny system zarządzania i nadzoru przez łącza WAN stanowi uniwersalny interfejs do obsługi instalacji. Jest to podstawowe narzędzie pracy wszystkich osób bezpośrednio odpowiedzialnych za poprawne funkcjonowanie systemu.

Poza tym system integrujący realizuje zadania takie jak:

- transmisja, przetwarzanie i archiwizacja danych,
- wizualizacja aktualnych parametrów,
- sygnalizacja sytuacji alarmowych.

Przy wykorzystaniu protokołu TCP/IP i sieci Ethernet można też monitorować i zarządzać obiektami poprzez łącza WAN. Używając standardowego oprogramowania z poziomu centrów nadzoru można uzyskać dostęp do instalacji w czasie rzeczywistym, analizując alarmy i dane o funkcjonowaniu systemu. System hasel i zabezpieczenia systemowe przy wykorzystaniu protokołu TCP/IP gwarantują, że tylko osoby uprawnione, znające hasło będą miały dostęp do danej instalacji.

Zalety wynikające z wdrożenia systemu zarządzania energią:

- W pełni wielozadaniowe środowisko pozwalające operatorom na jednoczesne zarządzanie wieloma instalacjami fotowoltaicznymi,
- Możliwe globalne sterowanie całym systemem fotowoltaicznym,
- Przejrzyste przedstawienie danych z całej instalacji na ekranie stacji roboczej.
- Czytelna prezentacja informacji w postaci kolorowej grafiki ekranowej.
- Jeden interfejs graficzny dla wszystkich aplikacji: alarmy, grafika.
- Alarmy w postaci dźwięku i wizji tworzą efektywny system realizacji powiadamiania.
- Szereg wydajnych narzędzi dla komunikacji zdalnej.
- Komunikacja po Ethernet(TCP/IP).
- Zdecydowane zmniejszenie ryzyka związanego ze spóźnioną reakcją na zaistniałą sytuację alarmową.

Minimalne wymagania serwera systemu zarządzania energią :

- serwer musi mieć możliwość oczekiwania na dane przychodzące za pomocą asynchronicznej komunikacji http. Dzięki temu jest możliwość integracji praktycznie z każdym urządzeniem do którego znamy protokół komunikacji.
- serwer umożliwia pokazanie danych dostępnych dla wszystkich użytkowników bez konieczności wprowadzania loginu i hasła – dostęp anonimowy, np. prezentacja danych reprezentatywnych/promocyjnych na wielu monitorach jednocześnie.
- Obsługa wielu dostępnych protokołów, tj: BACnet I/P; DNP3 IP/serial; M Bus; Meta Data Source; Modbus IP; POP3; SNMP; SQL; OPC DA; IEC101 Serial via RS232; IEC101 Ethernet; HT-5B (Thermo-Hygrograph)
- serwer musi mieć możliwość wykonywania własnych skryptów w momencie nastąpienia zmian monitorowanych parametrów,
- serwer musi mieć możliwość podpięcia streamingu RTSP z kamer IP,

- serwer ma automatycznie generować raporty z możliwością wysyłania ich na email,
- serwer ma tworzyć wizualizację z wykorzystaniem wstawek html.

System zarządzania energią musi koordynować dostarczaną energię do sieci energetycznej budynku poprzez sterowanie  $\cos\phi$  produkowanej energii oraz możliwość redukcji dostarczanej mocy. System Zarządzania Energią musi nadzorować sektorowe odciążanie dachu. Lokalne rozdzielnie elektryczne należy połączyć z centralną szafą diagnostyki łączem światłowodowym lub miedzianym.

Inwertery PV należy wyposażyć w wspólny interfejs do komunikacji z systemem zarządzania energią. Urządzenie interfejsu musi dokonywać translacji warstwy RS485 na warstwę TCP/IP. Wykonawca jest zobowiązany dostarczyć pełną specyfikację protokołu warstwy TCP/IP. Interfejs komunikacyjny musi mieć możliwość połączenia urządzenia koordynującego współpracę z Systemem Zarządzania Energią w aspekcie jakości, ilości, współczynnika mocy oddawanej do sieci.

**Tabela 1-6 Zestawienie podstawowych elementów systemu dla warstwy zarządzającej.**

L.P.	Nazwa parametru	Ilość
1	Serwer (2x 500GB-RAID1, 2rdzenie, 4GB-RAM) + system operacyjny współpracujący z systemem zarządzania energią.	1szt.
2	Doposażenie rozdzielni głównej w analizatory jakości energii	1kpl.
3	Centralna szafa diagnostyki RNF	1kpl.
4	Monitor 30" z interfejsem LAN oraz elementy i przewody przekazujące sygnał	1szt.
5	Konwertery światłowod/ethernet	1kpl.
6	System Zarządzania Energią – licencja (serwer + 10WEB-CAL; 5000 DP ),	1kpl

Monitor należy zamontować w miejscu wskazanym przez Zamawiającego. Wykonać zasilanie i niezbędne okablowanie/uchwyty na potrzeby monitorów.

## 1.8 Zestawienie podstawowych elementów systemu fotowoltaicznego

W tabeli 2.7 zestawiono podstawowe elementy jakie są wymagane do poprawnego montażu i konfiguracji systemu fotowoltaicznego.

**Tabela 1.7 Zestawienie podstawowych elementów systemu fotowoltaicznego**

Lp	Nazwa	Ilość	j.m.
1.	Panele grzewczo-fotowoltaiczne	25	m2
2.	Panele fotowoltaiczne na elewacjach	575	m2
3.	Podkonstrukcja mocująca panele PV na elewacjach	575	m2
4.	Inwerter fotowoltaiczny	8	szt
5.	Obudowa hermetyczna 300x300 „Junction Box” z wyposażeniem (ochronnik typ I, rozłącznik izolacyjny, gniazda MC4)	8	kpl
6.	Rozdzielnica systemu grzewczego (RNF) z wyposażeniem	1	kpl
7.	Baterie akumulatorów wraz z zabezpieczeniami i stelażami	4	kpl
8.	System Zarządzania Energią	1	kpl
9.	Złączki, trójniki	1	kpl
10.	Oprzewodowanie DC	1	kpl
11.	Oprzewodowanie AC	1	kpl
12.	Korytka kablowe	1	kpl

## 1.9 Normy i pojęcia związane

**PN-HD 60364-7-712:2007** - Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych - Część 7-712: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji - Fotowoltaiczne (PV) układy zasilania;

**PN-EN 61173:2002** - Ochrona przepięciowa fotowoltaicznych (PV) systemów wytwarzania mocy elektrycznej – Przewodnik;

**PN – B – 02025:2001** - Obliczanie sezonowego zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania budynków mieszkalnych;

**PN-86/E-05003/01** - Ochrona odgromowa obiektów budowlanych – wymagania ogólne;

**Eurokod 1 - PN-EN 1991-1-4 (wraz z późniejszymi zmianami)** - Oddziaływania na konstrukcje. Oddziaływania ogólne. Oddziaływania wiatru – strefa klimatyczna dla Polski, kat terenu III i IV;

**Eurokod 1 - PN-EN 1991-1-3 (wraz z późniejszymi zmianami)** - Oddziaływania na konstrukcje. Oddziaływania ogólne. Obciążanie śniegiem – strefa klimatyczna dla Polski;

**PN-80/B-02010/Az1** - Obciążenia w obliczeniach statycznych – Obciążenia Śniegiem;

**PN-76/B-03420:** Wentylacja i klimatyzacja. Parametry obliczeniowe powietrza wewnętrznego w pomieszczeniach przeznaczonych do stałego przebywania ludzi. Uwzględniając II oraz III strefę klimatyczną Polski.

### Pojęcia związane, wg normy PN-HD 60364-7-712:

**Ogniwo PV** – najmniejszy element systemu PV, który wytwarza energię elektryczną w warunkach ekspozycji na światło takie jak promieniowanie słoneczne;

**Moduł PV** – najmniejszy, w pełni chroniony przed wpływami środowiska zespół połączonych ze sobą ogniw PV;

**Kolektor PV** – mechanicznie i elektrycznie zintegrowany zespół modułów PV i innych niezbędnych elementów, które tworzą jednostkę zasilającą prądem stałym;

**Łańcuch PV** - obwód, w którym łączy się szeregowo moduły PV, w celu wytworzenia w kolektorze PV wymaganego napięcia wyjściowego;

**Skrzynka połączeniowa kolektora PV – (Junction Box)** obudowa w której wszystkie łańcuchy PV jakiegokolwiek kolektora PV są połączone elektrycznie i gdzie są umieszczone zabezpieczenia;

**Przewód główny DC systemu PV** – przewód łączący skrzynkę połączeniową generatora PV z zaciskami DC falownika PV;

**Falownik PV** – urządzenie, które przetwarza napięcie i prąd stały na w napięcie i prąd przemienny, przekazując energię do sieci;

**Inwerter PV** – urządzenie, które przetwarza napięcie i prąd stały na w napięcie i prąd przemienny, nie przekazując wyprodukowanej energii do sieci energetycznej;

**STC, Standard Test Conditions** STC (Standard Test Conditions) w skrócie: prostopadłe promieniowanie słońca o mocy 1000W na jeden m<sup>2</sup>, przy temperaturze 25C. Spektrum AM=1,5 (Air Mass), zgodnie z ASTM G173-03 oraz IEC 60904-3;

**NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)** - jest zdefiniowane jako temperatura osiągana przez pojedyncze ogniwo PV w układzie bez obciążenia odbiornikiem przy spełnieniu poniższych warunków :

-promieniowanie na powierzchnię Ogniwa PV = 800 W/m<sup>2</sup>

-temperatura powietrza = 20°C

-prędkość wiatru = 1 m/s

-sposób montażu = nie zasłonięta tylna część panelu

**Sprawność systemów solarnych ( $\eta\%$ )** - Stopień zamiany energii słonecznej na elektryczną mierzony jest w %. Wówczas moduł PV o sprawności np. 15% z powierzchni 1m<sup>2</sup> (jednego metra kwadratowego) w ciągu godziny wyprodukuje 150Wh energii elektrycznej, według międzynarodowego standardu STC (1000w/m<sup>2</sup>, temp. 25c). W dni o słabszym nasłonecznieniu produkcja prądu będzie mniejsza. Różne technologie PV (mono- polikrystaliczne, amorficzne) charakteryzują się różną sprawnością. Moc znamionowa modułów np. 20, 100 czy 200Wp wynika z ich powierzchni oraz pośrednio sprawności, która wynika z technologii produkcji PV;

## 2 Uwagi końcowe

Wszelkie prace wykonać zgodnie z obowiązującymi aktualnie normami i przepisami szczególnie zgodnie z PBUE oraz BHP. Należy zwrócić szczególną uwagę na bezpieczeństwo przy wykonywaniu wszelkich prac. Prace wykonywać należy pod nadzorem osoby uprawnionej posiadającej odpowiednie kwalifikacje, będącej członkiem Izby Inżynierów Budownictwa, zgodnie z "Warunkami technicznymi wykonania i odbioru robót budowlano-montażowych" tom V.

Po wykonaniu instalacji, przed odbiorem, należy wykonać pomiary:

- skuteczności ochrony od porażeń
- rezystancji izolacji przewodów
- ciągłości przewodów ochronnych
- rezystancji uziemienia przewodów ochronnych PE
- natężenia oświetlenia.

Wszelkie zmiany wynikłe w trakcie realizacji a niezawarte w niniejszym projekcie, zgodnie z prawem budowlanym, wymagają zgody projektanta. Przejścia przez stropy w pionach kablowych należy po wciągnięciu wszystkich kabli uszczelnić ognioochronną masą pęczniejącą HILTI typu CP 620A. Masą tą należy uszczelnić także wszelkie przejścia kabli przez ściany oddzielenia pożarowego. Oprawy oświetlenia awaryjnego mocować do stropu z wykorzystaniem kotew metalowych o EI 90.

- Całość prac należy wykonywać zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami.
- Wszelkie zmiany lub niezgodności z projektem należy uzgodnić z Inwestorem.
- Stosować się do przepisów BHP, roboty elektryczne wykonać pod nadzorem osób uprawnionych.
- Prace wykonawcze realizować zgodnie z Prawem Budowlanym, z obowiązującymi i zalecanymi normami, przepisami i opracowaniami SEP.
- Prace wykonywać pod nadzorem osób uprawnionych.
- Wszelkie odstępstwa od projektu zgłaszać Inwestorowi, a uzgodnione zmiany wprowadzać wpisem do dokumentacji technicznej i dziennika budowy.
- W trakcie wykonywania instalacji wykonywać na bieżąco pomiary, a po wykonaniu przeprowadzić szczegółowe pomiary. Wyniki pomiarów wpisać do protokołu pomiarowego.
- Wykonawca w trakcie robót powinien nanosić zmiany i poprawki na dokumentacji technicznej, a po zakończeniu prac powinien opracować projekt powykonawczy, do którego powinny zostać dołączone protokoły pomiarów

- Prace wykonawcze skoordynować z pozostałymi branżami.
- Miejsca montażu, typy opraw oświetleniowych oraz osprzętu elektroinstalacyjnego uzgodnić w porozumieniu z projektantem głównym budynku i inwestorem oraz sprawdzić zgodność lokalizacyjną z obowiązującym projektem aranżacji wnętrz (sufitów podwieszanych).
- Stosować elementy instalacji elektrycznych (kable, przewody oraz pozostały osprzęt elektroinstalacyjny) posiadające certyfikaty zgodności w szczegółowej specyfikacji technicznej wykonania robót.
- Wszystkie wyroby budowlane zakupione przez Wykonawcę robót, powinny posiadać znak CE i certyfikaty lub deklaracje zgodności. Wszystkie dokumenty badania jakości u producenta i instrukcje techniczne należy zachować.
- Przy sporządzeniu wyceny projekt należy rozpatrywać w całości - opis + część graficzna + zestawienia .
- Oferent korzystając ze swojej wiedzy technicznej powinien w wycenie uwzględnić materiały dodatkowe nie ujęte w którejkolwiek części opracowania projektowego lub kosztorysowego, ale wynikające z technologii i logiki budowania instalacji elektrycznych.
- W przypadku stwierdzenia nieścisłości lub niekompletności instalacji zawartych w opracowaniu projektowym stanowiącego podstawę do wyceny należy wystąpić do inwestora o wyjaśnienie lub uzupełnienie.
- Podane w koncepcji wartości uzyskanych mocy oraz zysków energetycznych są wartościami szacunkowymi, możliwymi do otrzymania w warunkach STC (ang. „*standard test conditions*”). Wartości te, uzyskuje się w warunkach laboratoryjnych, natomiast w warunkach rzeczywistych mogą się one nieznacznie różnić. Wynika to z faktu, iż w warunkach klimatycznych Polski występuje duże zróżnicowanie natężenia promieniowania słonecznego w zależności od pory roku.
- W opracowaniu podano rozwiązania i wymagania zaakceptowane przez Zamawiającego. Zamawiający dopuszcza stosowanie innych równoważnych rozwiązań projektowych, urządzeń, materiałów spełniających co najmniej parametry podane w opracowaniu pod warunkiem przedstawienia wyczerpujących dowodów spełnienia wymogów opisanych w projekcie.

Jeżeli w dokumentacji projektowej stanowiącej opis przedmiotu zamówienia zostały wskazane znaki towarowe, patenty lub określenia wskazujące na określone pochodzenie produktów lub nazwy własne wyrobów, urządzeń materiałów lub rozwiązań technologicznych należy rozumieć jako określenie wymaganych parametrów technicznych lub standardów jakościowych jakim mają odpowiadać wymagane rozwiązania techniczne i materiałowe, a oznaczeniom tym towarzyszą słowa: wskazaniu takiemu towarzyszą wyrazy lub równoważny. Oznacza to, że zgodnie z art. 29 ust. 3 ustawy Prawo zamówień publicznych Zamawiający dopuszcza składanie ofert zawierających rozwiązania równoważne o parametrach nie gorszych niż wskazane w treści dokumentacji projektowej w rozumieniu ustawy Prawo zamówień publicznych. Zamawiający dopuszcza zastosowanie innych urządzeń i materiałów niż podane w opisie przedmiotu zamówienia (równoważnych), pod warunkiem zapewnienia parametrów nie gorszych niż określone w tej dokumentacji. W takiej sytuacji Zamawiający wymaga złożenia w ofercie stosownych dokumentów, potwierdzających spełnienie wymaganych parametrów technicznych i jakościowych.