

## Spis treści

<b>1. WSTĘP</b>	2
1.1. Przedmiot opracowania	2
1.2. Zakres opracowania	2
1.3. Podstawa opracowania	2
<b>2. SYSTEM FOTOWOLTAICZNY</b>	2
2.1. Opis rozwiązań projektowych	2
2.2. Technologia modułów fotowoltaicznych	2
2.3. Inwertery fotowoltaiczne	3
2.4. Rozdzielnice fotowoltaiczne RDC	5
2.5. Okablowanie po stronie DC	5
2.6. Złącza od strony napięcia DC	5
<b>3. MOCE I UZYSKI Z INSTALACJI FOTOWOLTAICZNEJ</b>	6
3.1. Kierunek południowy	6
3.2. Kierunek zachodni	7
3.3. Uzysk energetyczny z instalacji fotowoltaicznej	9
<b>4. INSTALACJE ELEKTRYCZNE</b>	9
4.1. Opis instalacji	9
4.2. Trasy kablowe	10
<b>5. INSTALACJE OCHRONNE</b>	10
5.1. Ochrona przeciwpożarowa	10
5.2. Ochrona przepięciowa instalacji fotowoltaicznej	10
5.3. Wyrównywanie potencjałów	10
5.4. Ochrona przeciwporażeniowa instalacji fotowoltaicznej	10
5.5. Układ zabezpieczający przed wpływem do sieci	11
<b>6. SYSTEM ZARZĄDZANIA ENERGIĄ</b>	11
6.1. Opis systemu	11
6.2. Funkcje Systemu Zarządzania Energią	12
6.2.1. Monitoring i wizualizacja uzysków energetycznych modułów fotowoltaicznych	12
6.2.2. Diagnostyka instalacji	12
6.2.3. Graficzny interfejs użytkownika	12
6.2.4. Monitoring i wizualizacja uzysków energetycznych paneli fotowoltaicznych	13
<b>7. KONSTRUKCJA</b>	13
<b>8. UWAGI KOŃCOWE</b>	13
8.1. Normy i pojęcia związane	13
8.2. Pojęcia związane, wg normy PN-HD 60364-7-712	13
8.3. Uwagi ogólne	14

## 1. WSTĘP

### 1.1. Przedmiot opracowania

Przedmiotem opracowania jest projekt wykonawczy systemu fotowoltaicznego o mocy 39 kWp obejmujący swoim zakresem montaż i konfigurację urządzeń systemu fotowoltaicznego.

### 1.2. Zakres opracowania

Zakres prac obejmuje:

- moduły fotowoltaiczne na dachu budynku;
- dobór aparatury w postaci rozdzielnic DC oraz AC wraz z zabezpieczeniami;
- dobór infrastruktury elektrycznej dla potrzeb obsługi systemu fotowoltaicznego;
- wewnętrzne i zewnętrzne trasy kablowe na potrzeby systemu fotowoltaicznego;
- systemu zarządzania energią.

### 1.3. Podstawa opracowania

Niniejszy projekt wykonawczy został przygotowany w oparciu o:

- zalecenia Inwestora;
- podkłady architektoniczne;
- obowiązujące normy i przepisy.

## 2. SYSTEM FOTOWOLTAICZNY

### 2.1. Opis rozwiązań projektowych

Na dachu projektuje się zamontowanie modułów fotowoltaicznych w formie kaskady. Projektowana instalacja fotowoltaiczna będzie połączona z wewnętrzną instalacją elektryczną budynku. Projektuje się układ zabezpieczający przed wpływem do sieci.

### 2.2. Technologia modułów fotowoltaicznych

Na dachu budynku projektuje się bezramkowe moduły fotowoltaiczne (brak ramki po obwodzie modułu, wykonane w technologii szkło/szkło (ogniwo zarówno od strony frontowej jak i tylnej jest zabezpieczone szkłem ESG lub TVG) zamontowane w układzie kaskadowym.

#### Zestawienie modułów:

Nazwa	dł. szyby [mm]	szerokość szyby [mm]	ilość szt.	Moc jednostkowa [Wp]	Sumaryczna moc [Wp]
Moduł 211W	2050	720	185	211	39 040

#### Parametry lameli fotowoltaicznych:

<u>PARAMETR</u>	<u>WARTOŚĆ</u>	<u>DOPUSZCZALNA ODCHYLENIA</u>
Typ ogniw w panelu PV	KRZEMOWE(technologia „front-contact”)	niedopuszczalna
Barwa ogniw fotowoltaicznych	Czarne	niedopuszczalna

<b>Wykonanie pojedynczego ogniwa PV</b>	Łączenie pojedynczego ogniwa do ścieżek przewodzących przy pomocy technologii „front-contact”. Ogniwa monokrystaliczne posiadające przednią metalizację, w których obie elektrody znajdują się na przedniej części ogniwa.	niedopuszczalna
<b>Wydajność ogniwa PV, przy STC</b>	19,3	+% brak ograniczeń -0%
<b>Utrata wydajności w ciągu 25 lat</b>	20%	Większa niedopuszczalna
<b>Współczynnik temperaturowy mocy ogniwa</b>	-0,4 %/°C	Niegorszy
<b>Typ szkła</b>	ESG lub TVG	niedopuszczalna
<b><u>DANE MECHANICZNE</u></b>		
<b>Wymiary</b>	Wg tabeli powyżej	niedopuszczalna
<b>Konstrukcja panelu</b>	Bez ramkowa	niedopuszczalna
<b>Mocowanie przewodów odprowadzających prąd</b>	Junction BOX, z wtyczkami Tyco lub MC-4, dioda bypasowa	niedopuszczalna
<b>System ochrony ogniwa i złączy</b>	IP65	niedopuszczalna
<b>Klasa ochrony</b>	II-klasa	niedopuszczalna
<b><u>ZASADY UŻYTKOWANIA</u></b>		
<b>Temperatura</b>	-40 do +85°C	niedopuszczalna
<b>Max. Napięcie DC</b>	1 000V	niedopuszczalna

### 2.3. Inwertery fotowoltaiczne

Zadaniem inwerterów fotowoltaicznych jest przekształcenie wygenerowanej przez moduły fotowoltaiczne energii na prąd przemienny dostarczany do sieci Użytkownika. W niniejszym projekcie wykorzystane zostaną dwa inwertery trójfazowe beztransformatorowe. Po stronie napięcia zmiennego AC, zostaną one podłączone do lokalnej rozdzielnic zbiorczej RGPV, natomiast po stronie napięcia stałego DC – do rozdzielnic RDC.

Projektowane inwertery charakteryzują się szerokim zakresem napięcia wejściowego, dzięki czemu istnieje możliwość konfiguracji modułów w szerokim zakresie oraz pozwalają na pomiar sumarycznej energii wyprodukowanej dziennie i całociowo. Inwertery mają możliwość wzajemnej komunikacji i diagnostyki poprzez system nadzorujący. Dodatkowo każdy z zastosowanych inwerterów posiada wbudowany rozłącznik izolacyjny po stronie DC paneli fotowoltaicznych.

Inwertery w przypadku braku zasilania sieciowego przechodzą automatycznie w tryb uśpienia (ang. Stand-By) aż do momentu powrotu napięcia sieciowego.

Parametry łańcuchów po stronie napięcia stałego zostały dobrane tak by nie przekraczały w żadnych warunkach dopuszczalnych parametrów wejściowych inwerterów.

Poniżej w tabelach przedstawiono parametry elektryczne dla projektowanych inwerterów.

#### Parametry inwertera trójfazowego Fronius Symo 20.0-3-M

<b>Dane techniczne inwertera 20 kW</b>	Inwerter beztransformatorowy
<b>Wejście (Prąd stały - DC)</b>	
Maks. moc DC (przy $\cos \varphi = 1$ )	20 000 W
Max. napięcie wejściowe	1000V

Zakres napięcia wejściowego MPP / znamionowe napięcie wejściowe	420 V... 800 V
Liczba niezależnych wejść MPP / pasm na wejście MPP	2
<b>Wyjście (Prąd zmienny - AC)</b>	
Napięcie znamionowe AC	3/N/PE; 230/400 V
Częstotliwość sieci AC / zakres	50 Hz, 60 Hz / 45 Hz-65 Hz
Maks. prąd wyjściowy	28,9 A
Regulowany współczynnik cos $\phi$	0 – 1 ind./poj.
Liczba faz zasilających / podłączonych faz	3/3 + N + PE
Max. wydajność / wydajność wg norm EU	98,1% / 97,9%
<b>Wyposażenie</b>	
Wyświetlacz	Graficzny LCD
<b>Gwarancja</b>	<b>5lat</b> , opcjonalnie 10/15/20/25
<b>Certyfikaty i dopuszczenia</b>	EC, EN 61000-3-12 – należy potwierdzić stosownym certyfikatem.
Waga	max. 43,4 kg
Rozłącznik DC	Zintegrowany
Temperatura pracy	-20 °C ... +60 °C
Wymiary	725 x 510 x 225 mm
Pobór mocy na potrzeby własne (w nocy)	max 1 W
Możliwe Interfejsy:	RS485, Ethernet, WLAN, Modbus TCP, USB oraz styk SO bezpotencjałowe.

#### Parametry inwertera trójfazowego Fronius Symo 15.0-3-M

<b>Dane techniczne inwertera 20 kW</b>	Inwerter beztransformatorowy
<b>Wejście (Prąd stały - DC)</b>	
Maks. moc DC (przy $\cos \varphi = 1$ )	15 000 W
Max. napięcie wejściowe	1000V
Zakres napięcia wejściowego MPP / znamionowe napięcie wejściowe	320 V... 800 V
Liczba niezależnych wejść MPP / pasm na wejście MPP	2
<b>Wyjście (Prąd zmienny - AC)</b>	
Napięcie znamionowe AC	3/N/PE; 230/400 V
Częstotliwość sieci AC / zakres	50 Hz, 60 Hz / 45 Hz-65 Hz
Maks. prąd wyjściowy	21,7 A
Regulowany współczynnik cos $\phi$	0 – 1 ind./poj.
Liczba faz zasilających / podłączonych faz	3/3 + N + PE
Max. wydajność / wydajność wg norm EU	98,1% / 97,8%
<b>Wyposażenie</b>	
Wyświetlacz	Graficzny LCD
<b>Gwarancja</b>	<b>5lat</b> , opcjonalnie 10/15/20/25
<b>Certyfikaty i dopuszczenia</b>	EC, EN 61000-3-12 – należy potwierdzić stosownym certyfikatem.
Waga	max. 43,4 kg
Rozłącznik DC	Zintegrowany

Temperatura pracy	-20 °C ... +60 °C
Wymiary	725 x 510 x 225 mm
Pobór mocy na potrzeby własne (w nocy)	max 1 W
Możliwe Interfejsy:	RS485, Ethernet, WLAN, Modbus TCP, USB oraz styk S0 bezpotencjałowe.

#### Numeracja inwerterów

Typ inwertora	Oznaczenie	Ilość stringów	Ilość modułów/string	P [kWp]
Fronius Symo 20.0-3-M	I1	5	21	22,16
Fronius Symo 15.0-3-M	I2	4	20	16,88

#### 2.4. Rozdzielnice fotowoltaiczne RDC

Skrzynki połączeniowo-ochronne RDC służą do zabezpieczenia i łączenia stringów paneli fotowoltaicznych. Są to obudowy hermetyczne IP 65 wykonane z odpornego na promieniowanie UV tworzywa sztucznego.

W skrzynkach RDC zostaną zainstalowane ochronniki przeciwprzepięciowe, bezpieczniki (topikowe) oraz rozłączniki z wyzwalaczem wzrostowym. W skrzynkach RDC należy zamontować ochronniki przeciwprzepięciowe typu II. W przypadku wyłączenia pożarowego w budynku, rozłączniki DC zostaną rozłączone, dzięki czemu kable wchodzące do budynku będą się znajdować w stanie bez napięciowym.

#### 2.5. Okablowanie po stronie DC

Połączenie lamel od strony DC zostanie wykonane przy wykorzystaniu przewodów solarnych charakteryzujących się następującymi parametrami:

- napięcie znamionowe: 0,6/1kV;
- pojedyncza wiązka;
- podwójna izolacja;
- 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.

#### 2.6. Złącza od strony napięcia DC

Każdy moduł 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.

### 3. MOCE I UZYSKI Z INSTALACJI FOTOWOLTAICZNEJ

Poniższa tabela przedstawia uzyski z projektowanej instalacji fotowoltaicznej.

Kierunek	Moc zainstalowana [kW]	Uzysk roczny [MWh]
Południe	22,16	19,29
Zachód	16,88	14,48

Obliczenia zostały przeprowadzone dla uśrednionych danych na podstawie obrazów satelitarnych wykonanych przez CM-SAF. Rzeczywiste osiągi mogą odbiegać od założonych. Na osiągi będzie miała wpływ pogoda podczas badanego okresu czasu.

#### 3.1 Kierunek południowy

Dane wejściowe przyjęte do obliczeń:

- Lokalizacja: 51°2'56" N, 16°50'11" E
- Usytuowanie paneli: azymut 23° E; kąt nachylenia 2,7°S
- Moc instalacji fotowoltaicznej: 22,16 kW
- Szacowane straty spowodowane zmianami temperaturowymi w odniesieniu do średniej temperatury lokalnej: 7 %
- Szacowane straty spowodowane kątem odbicia: 4,1 %
- Pozostałe straty (kable, inwerter itp.): 14 %
- Całkowite straty Systemu Fotowoltaicznego: 23,3%

W poniższej tabeli przedstawiono nasłonecznienie oraz produkcje energii w ujęciu miesięcznym i dziennym.

Miesiąc	$E_d$ [kWh]	$E_m$ [kWh]	$H_d$ [kWh/m <sup>2</sup> ]	$H_m$ [kWh/m <sup>2</sup> ]
Styczeń	13	402	0,76	23,5
Luty	24,7	691	1,38	38,8
Marzec	51,9	1610	2,9	89,8
Kwiecień	78,6	2360	4,52	136
Maj	88,7	2750	5,25	163
Czerwiec	92,6	2780	5,57	167
Lipiec	88	2730	5,34	165
Sierpień	77,2	2390	4,65	144
Wrzesień	55,8	1670	3,27	98,2
Październik	34,5	1070	2,01	62,3
Listopad	16,9	507	1	30,1
Grudzień	10,7	333	0,65	20,1

gdzie:

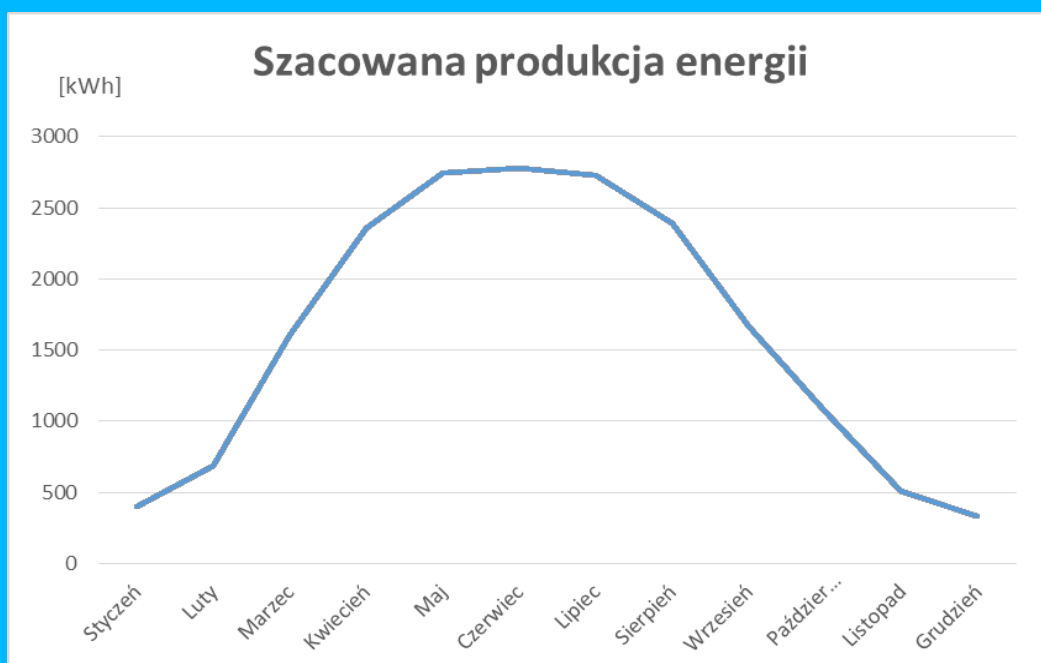
$E_d$  – Szacowana dzienna produkcja energii z zainstalowanego systemu fotowoltaicznego (kWh)

$E_m$  – Szacowana miesięczna produkcja energii z zainstalowanego systemu (kWh)

$H_d$  – Szacowana dzienna suma całkowitego promieniowania słonecznego na metr kwadrat (kWh.m<sup>2</sup>)

$H_m$  – Szacowana miesięczna suma całkowitego promieniowania słonecznego na metr kwadrat (kWh/m<sup>2</sup>)

Szacowana miesięczna produkcja instalacji fotowoltaicznej w rozkładzie miesięcznym przedstawia się następująco.



Szacowane miesięczne promieniowanie słoneczne na metr kwadrat w rozkładzie miesięcznym przedstawia się następująco.



### 3.2 Kierunek zachodni

Dane wejściowe przyjęte do obliczeń:

- Lokalizacja: 51°2'56" N, 16°50'11" E

- Usytuowanie paneli: azymut 67° W; kąt nachylenia 2,7°S
- Moc instalacji fotowoltaicznej: 16,9 kW
- Szacowane straty spowodowane zmianami temperaturowymi w odniesieniu do średniej temperatury lokalnej: 7 %
- Szacowane straty spowodowane kątem odbicia: 4,2 %
- Pozostałe straty (kable, inwerter itp.): 14 %
- Całkowite straty Systemu Fotowoltaicznego: 23,4%

W poniższej tabeli przedstawiono nasłonecznienie oraz produkcje energii w ujęciu miesięcznym i dziennym.

Miesiąc	E <sub>d</sub> [kWh]	E <sub>m</sub> [kWh]	H <sub>d</sub> [kWh/m <sup>2</sup> ]	H <sub>m</sub> [kWh/m <sup>2</sup> ]
Styczeń	9,41	292	0,73	22,7
Luty	18,2	510	1,35	37,8
Marzec	38,7	1200	2,84	88,1
Kwiecień	59,1	1770	4,46	134
Maj	67,1	2080	5,21	162
Czerwiec	70,3	2110	5,54	166
Lipiec	66,7	2070	5,31	165
Sierpień	58,2	1800	4,6	143
Wrzesień	41,7	1250	3,22	96,6
Październik	25,5	792	1,96	60,7
Listopad	12,3	368	0,97	29,1
Grudzień	7,7	239	0,62	19,4

gdzie:

Ed – Szacowana dzienna produkcja energii z zainstalowanego systemu fotowoltaicznego (kWh)

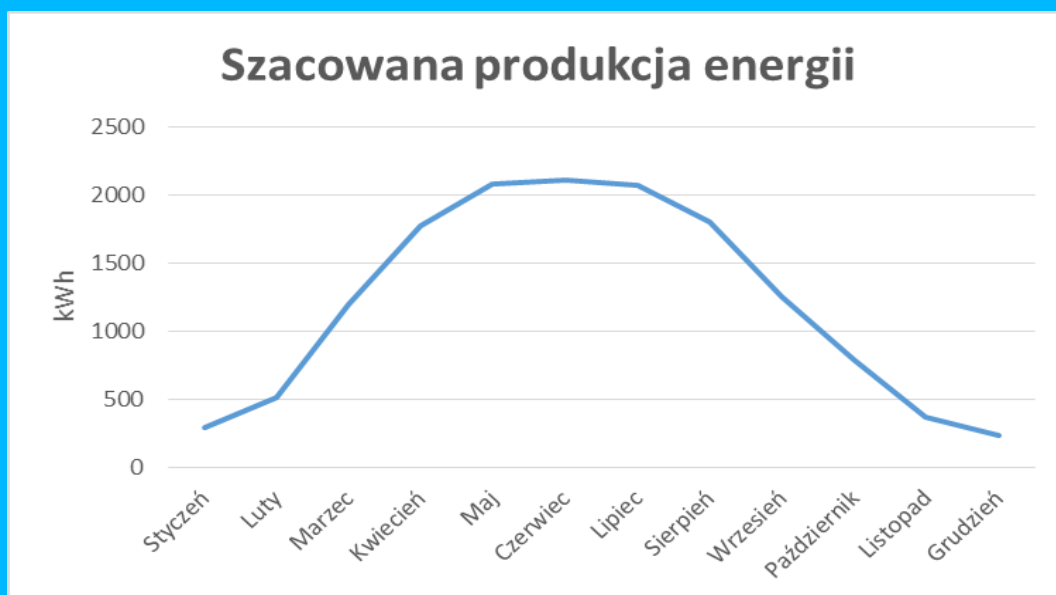
Em – Szacowana miesięczna produkcja energii z zainstalowanego systemu (kWh)

Hd – Szacowana dzienna suma całkowitego promieniowania słonecznego na metr kwadrat (kWh.m2)

Hm – Szacowana miesięczna suma całkowitego promieniowania słonecznego na metr kwadrat (kWh/m2)

Szacowana miesięczna produkcja instalacji fotowoltaicznej w rozkładzie miesięcznym przedstawia się następująco.





Szacowane miesięczne promieniowanie słoneczne na metr kwadrat w rozkładzie miesięcznym przedstawia się następująco.



### 3.3 Uzysk energetyczny z instalacji fotowoltaicznej

Przewiduje się pozyskanie w skali roku z całego systemu energii o łącznej wartości **33,77 MWh**. 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.

## 4. INSTALACJE ELEKTRYCZNE

### 4.1. Opis instalacji

W celu odbioru energii z projektowanej instalacji fotowoltaicznej oraz zasilenia wszystkich projektowanych urządzeń niezbędnych do działania ww. instalacji projektuje się montaż zbiorczej

rozdzielniczy obiektowej RGPV. Dodatkowo dla odbioru energii konieczne jest umieszczenie w rozdzielniczy głównej RG urządzeń niezbędnych do poprawnego działania instalacji.

Energia produkowana przez instalację PV zostanie poprzez rozdzielnicę RCD doprowadzona do falownika. Strona AC inwertera będzie podłączona rozdzielniczy RGPV.

#### **4.2. Trasy kablowe**

Na potrzeby odbioru energii wyprodukowanej przez instalację fotowoltaiczną zostaną wybudowane nowe trasy kablowe. Szerokość stosowanych korytek należy dopasować do ilości oraz rodzaju kabli i przewodów w nich prowadzonych.

Wszystkie przejścia przez ściany oddzielenia pożarowego trasami kablowymi należy uszczelnić certyfikowaną masą ognioodporna o takiej samej wytrzymałości ogniowej.

Kabel NHXH wewnątrz budynku należy zainstalować na korytach o odporności ogniowej E90.

### **5. INSTALACJE OCHRONNE**

#### **5.1. Ochrona przeciwpożarowa**

W celu zapewnienia odłączenia instalacji fotowoltaicznej po stronie napięcia DC projektuje się rozłączniki DC wyposażone w wyzwalacz wzrostowy WW. Rozłącznik DC stosuje się dla każdego wejścia MPPT danego inwertera. Wyzwalanie wyzwalaczy w RDC następuje w sytuacji zagrożenia, np. pożaru, lub stanów awaryjnych np. awaria zasilania w sieci OSD. Napięcie zasilające cewkę wyzwalacza zanikowego doprowadzone jest z szyn zbiorczych (L1, N) rozdzielniczy RG/RPOŻ przy użyciu kabla pożarowego NHXH 2x2,5mm<sup>2</sup>.

W wyniku zadziałania systemu P.POŻ rozdzielnicze obiektowe w tym RGPV zostają odłączone spod napięcia zasilającego.

#### **5.2. Ochrona przepięciowa instalacji fotowoltaicznej**

Ochronę przed wydrukowanymi przepięciami spowodowanymi wyładowaniami atmosferycznymi, zaprojektowano stosując ochronniki przepięciowe. Są to ograniczniki przepięć typu II pozwalające ograniczyć przepięcia do poziomu  $U_p \leq 4$  kV przy prądzie udarowym (8/20) 25 kA (12,5 kA na jeden biegun). Każde wejście inwertera DC/AC zostanie zabezpieczone jednym ochronnikiem przepięciowym. Ochronniki zgodnie z danymi producenta nie wymagają dodatkowego zabezpieczenia w postaci bezpieczników. Ochronniki przepięciowe instalacji fotowoltaicznej zostaną zabudowane w osobnej rozdzielniczy dedykowanej RDC.

#### **5.3. Wyrównywanie potencjałów**

Dla uniemożliwienia występowania różnic potencjału w nieelektrycznych instalacji fotowoltaicznej należy, wykonać wewnętrzne połączenia wyrównawcze metalowe obudowy konstrukcji paneli PV należy podłączyć do lokalnej szyny połączeń wyrównawczych projektowanej w rozdzielniczy RDC.

#### **5.4. Ochrona przeciwporażeniowa instalacji fotowoltaicznej**

Dla inwerterów zastosowano dodatkowe zabezpieczenie w postaci wyłącznika różnicowoprądowego Wyłączenie przeciwporażeniowe uzyskuje się poprzez szybkie wyłączenie w układzie TN-S.

### 5.5. Układ zabezpieczający przed wpływem do sieci

Energia produkowana przez instalację PV zostanie doprowadzona do rozdzielnic zbiorczej RGPV instalacji fotowoltaicznej a następnie do rozdzielnic głównej RG obiektu. W rozdzielnic głównej zostanie zamontowany zespół urządzeń zabezpieczających uniemożliwiający wpływ wyprodukowanej energii do sieci elektroenergetycznej dostawcy energii.

W rozdzielnic zbiorczej RGPV zostanie zamontowany czterokwadrantowy przetwornik parametrów sieci, którego zadaniem będzie ciągłe analizowanie i przekazywanie do sterownika PLC informacji o produkowanej przez instalację fotowoltaiczną energii. W przypadku wykrycia przez sterownik PLC nieprawidłowości w otrzymanych informacjach (nad/pod napięcie, nad/podczęstotliwość, itp.) odłączy on instalację PV od instalacji elektrycznej budynku za pomocą wyłącznika DPX wyposażonego w wyzwalacz wzrostowy. Ponowne załączenie wyłącznika będzie mogło odbyć się jedynie ręcznie.

W rozdzielnic głównej RG na przyłączy zostanie zamontowany czterokwadrantowy przetwornik parametrów sieci, który po wykryciu przez przekładniki prądowe przepływu produkowanej energii z RG w kierunku sieci dystrybucyjnej wyśle sygnał do sterownika PLC a ten odłączy, poprzez wyłącznik w RGPV instalację PV od wewnętrznej instalacji elektrycznej budynku. Będzie to stanowić zabezpieczenie przed przepływem produkowanej energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej dostawcy energii.

Należy stosować przekładniki klasy 0,5.

## 6. SYSTEM ZARZĄDZANIA ENERGIĄ

### 6.1. Opis systemu

W celu monitorowania poprawnej pracy instalacji fotowoltaicznej wdrożony zostanie System Zarządzania Energią (dalej zwany SZE). Umożliwi on prezentację ON-LINE uzysku energetycznego z Instalacji fotowoltaicznej oraz pokazywanie ilości zaoszczędzonego CO<sub>2</sub> w stosunku do konwencjonalnej metody produkcji energii (węgiel kamienny) przeliczonej wg. normy: ISO 50001 oraz ISO 14064.

Przy wykorzystaniu protokołu TCP/IP i sieci Ethernet będzie możliwe monitorowanie i zarządzanie SZE przy użyciu ogólnobudynkowego systemu BMS. Użytkownik będzie miał możliwość analizowania i weryfikowania poprawnego funkcjonowania systemu. Tylko osoby znające hasło zabezpieczające będą miały dostęp do szczegółowych danych dotyczących instalacji.

Głównym elementem systemu będzie oprogramowanie komunikujące się z inwerterami. Jego podstawowym zadaniem będzie zbieranie i przetwarzanie danych dotyczących pracy instalacji fotowoltaicznej oraz inwerterów fotowoltaicznych. Połączenie między poszczególnymi elementami systemu zrealizowane zostanie za pomocą magistrali (sieci) komunikacyjnej.

Zadania Systemu Zarządzania Energią:

- Wizualizacja stanu każdego inwertera w systemie fotowoltaicznym;
- Wizualizacja uzysków energetycznych;
- Diagnostyka awarii każdego inwertera w systemie fotowoltaicznym;
- Dostęp przez strony WWW do interfejsu dla wielu operatorów jednocześnie;
- Dostęp anonimowy bez konieczności podawania hasła, w celu wizualizacji uzysku na ogólnie dostępnej stronie – np. prezentacja zaoszczędzonego CO<sub>2</sub>,

- Przechowywanie danych pomiarowych i statystycznych w zabezpieczonej bazie SQL.

## **6.2. Funkcje Systemu Zarządzania Energią**

### **6.2.1. Monitoring i wizualizacja uzysków energetycznych modułów fotowoltaicznych**

Moduły fotowoltaiczne zostaną podpięte do inwerterów fotowoltaicznych, które udostępnią informacje na temat aktualnie produkowanej energii do SZE. Odczyt wszystkich danych zostanie zrealizowany za pomocą konwerterów magistrali RS485/Ethernet. Dzięki temu w systemie wizualizacyjnym udostępnione zostaną następujące parametry:

- Generowane napięcie;
- Generowany prąd;
- Generowana moc;
- Temperatura pracy inwertera.

### **6.2.2. Diagnostyka instalacji**

Użytkownik posiadający uprawnienia do poszczególnych elementów systemu będzie miał możliwość weryfikacji poprawności działania instalacji PV pod względem stabilności pracy wszystkich urządzeń oraz ilości wytworzonej energii.

### **6.2.3. Graficzny interfejs użytkownika**

Graficzny interfejs użytkownika będzie umożliwiał monitorowanie, przeglądanie aktualnych i archiwalnych danych oraz analizowanie poprawności działania poszczególnych urządzeń. Dane będą mogły zostać przedstawione w postaci czytelnych kolorowych grafik obrazujących w intuicyjny sposób aktualny stan pracy poszczególnych elementów. Użytkownik w dowolnym momencie będzie miał możliwość sprawdzenia archiwalnych danych i zaprezentowania ich w postaci wykresów obejmujących dowolny zakres czasowy.

Wizualizacja umożliwi udostępnienie anonimowym użytkownikom strony WWW pokazującej aktualny stan wybranego procesu technologicznego bez konieczności logowania się do systemu. Funkcjonalność ta ułatwi możliwość prezentacji np. zaoszczędzonego CO<sub>2</sub> przez całą instalację fotowoltaiczną.

Sterowaniem automatycznym odladzaniem paneli fotowoltaicznych zajmuje się sterownik PLC, który jest głównym komputerem zarządzającym prawidłowym przeprowadzeniem procesu odśnieżania paneli fotowoltaicznych. Dane informujące o aktualnym stanie sterownika będą przekazywane za pomocą protokołu Modbus TCP do systemu SZE. Dzięki temu wizualizowany będzie aktualny stan i stopień przeprowadzonego odladzania systemu. Odczytując dane ze sterowników możliwa będzie wizualizacja i sterowanie parametrami takimi jak:

- Zarządzanie trybem pracy (automatyczny/manualny);
- Wprowadzanie i odczytywanie parametrów konfiguracyjnych;
- Odczytywanie informacji o aktualnym stanie odladzania modułów.

#### 6.2.4. Monitoring i wizualizacja uzysków energetycznych paneli fotowoltaicznych

Moduły fotowoltaiczne zostaną podpięte do falowników fotowoltaicznych, które udostępnią informacje na temat aktualnie produkowanej energii do SZE. Odczyt wszystkich danych zostanie zrealizowany za pomocą konwerterów magistrali RS485/Ethernet. Dzięki temu w systemie wizualizacyjnym udostępnione zostaną następujące parametry:

- Generowane napięcie
- Generowany prąd
- Generowana moc
- Temperatura pracy falownika

## 7. KONSTRUKCJA

Na konstrukcji dachu projektuje się panele fotowoltaiczne montowane w układzie kaskadowy. Zaprojektowano panele bezramkowe mocowane punktowo, w układzie kaskadowym do konstrukcji dachu. Zastosowane mocowanie składa się z konstrukcji aluminiowej mocowanej bezpośrednio do konstrukcji wychodzącej z dachu, oraz uchwytu – tzw. „łapki” do której mocowany jest moduł. Panele nachodzą na siebie, tworząc układ kaskadowy.

Zastosowane panele fotowoltaiczne wytwarzane są w technologii krzemowej z budową wg. opisu: 44.3 ESG/VSG (folia PVB).

Wszystkie elementy aluminiowe stykające się bezpośrednio z betonem lub stalą należy odizolować stosując przekładki EPDM.

## 8. UWAGI KOŃCOWE

### 8.1. 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.

### 8.2. 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;

**Łączuch 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 łączuchy 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 osiągnięta przez pojedyncze ogniwo PV w układzie be 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 (η%)** - 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.

### 8.3. Uwagi ogólne

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. Uszczelnienie przepustów w miejscu przejść przewodów i kabli przez przegrody (ściany, stropy) należy wykonać w systemie

posiadającym aktualne dopuszczenie do stosowania (aprobatę techniczną, certyfikat zgodności, deklarację zgodności).

Pozostałe wymagania dotyczące wykonawstwa:

- Całość prac należy wykonywać zgodnie z obowiązującymi normami i przepisami;
- Wszelkie przedstawione rozwiązania zostały zaakceptowane przez Inwestora;
- 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;
- 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 dokumentację powykonawczą, do którego powinny zostać dołączone protokoły pomiarów;
- Prace instalacyjne skoordynować z pozostałymi branżami;
- Stosować elementy instalacji elektrycznych (kable, przewody oraz pozostały osprzęt elektroinstalacyjny) posiadające certyfikaty zgodności w szczegółowej specyfikacji technicznej wykonania robót.
- Dopuszcza się stosowanie innych równoważnych rozwiązań projektowych, urządzeń, materiałów spełniających co najmniej parametry podane w opracowaniu pod warunkiem przedstawienia wyczerpujących dowodów spełnienia wymogów opisanych w projekcie i na ich podstawie uzyskania akceptacji Głównego projektanta i Inwestora.
- 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;
- Główny projektant oraz Inwestor na każdym etapie realizowania inwestycji może wymagać przedstawienia stosownych dokumentów, badań potwierdzających spełnianie przez wyroby deklarowanych parametrów.