Projektowanie instalacji fotowoltaicznej na budynku mieszkalnym

Pierwszy etap inwestycji w instalacje fotowoltaiczne w polskich, prywatnych budynkach mieszkalnych zaczął się zaledwie 6 lat temu, czyli w 2013 r. Początkowo przyrost takich instalacji był bardzo skromny, lecz w ostatnim czasie niemal w każdej miejscowości z trudem można znaleźć ulicę z dachem przynajmniej jednego domu nie zabudowanym panelami PV. Polacy zauważyli, że opłacalność w świetle obecnych przepisów jest bezdyskusyjna, a unormowania prawne dotyczące projektu i wykonawstwa nie są skomplikowane. Artykuł przybliża zagadnienia związane z projektami, zgłoszeniami i realizacją tego typu inwestycji.

PODZIAŁ INSTALACJI FOTOWOLTAICZNYCH

W budynku mieszkalnym, użytkowanym prywatnie, można zbudować trzy rodzaje instalacji fotowoltaicznych:

• instalacja wyspowa (off-grid)
• instalacja sieciowa (on-grid)
• instalacja hybrydowa (łącząca cechy obu powyższych).

Podział ten, pomimo, że bardzo ogólny, jest istotny, gdyż charakteryzuje się dużym zróżnicowaniem i podlega innym zasadom projektowania. Instalacja wyspowa (off-grid) pracuje w całkowitym odłączeniu od sieci elektroenergetycznej EE i nie podlega żadnym regulacjom prawnym. Nawet jeżeli obiekt jest przyłączony do sieci EE, praca takiej instalacji może odbywać się jedynie, gdy sieć EE zostaje odłączona od domowych odbiorników i stanowi wtedy układ gwarantowanego zasilania UPS. Wymaga ona zastosowania kosztownych akumulatorowych zasobników energii. Instalacja sieciowa (on-grid), podlega regulacjom prawnym, lecz jest obecnie najbardziej popularnym rodzajem instalacji realizowanym przez inwestorów w Polsce i na świecie. Stosunkowo niski koszt, duża bezawaryjność, brak konieczności zastosowania drogich i wymagających regularnej wymiany akumulatorów, wpłynęły na popularność tego typu inwestycji. Instalacje hybrydowe to instalacje, które stanowią miks instalacji typu on-grid i off-grid. Przejmują one wszystkie zalety instalacji wyspowej i sieciowej, ale niestety obciążone są także wszelkimi wadami obu. Ponadto są to instalacje najdroższe i najtrudniejsze w realizacji [1].

INSTALACJE WYSPOWE (OFF-GRID)

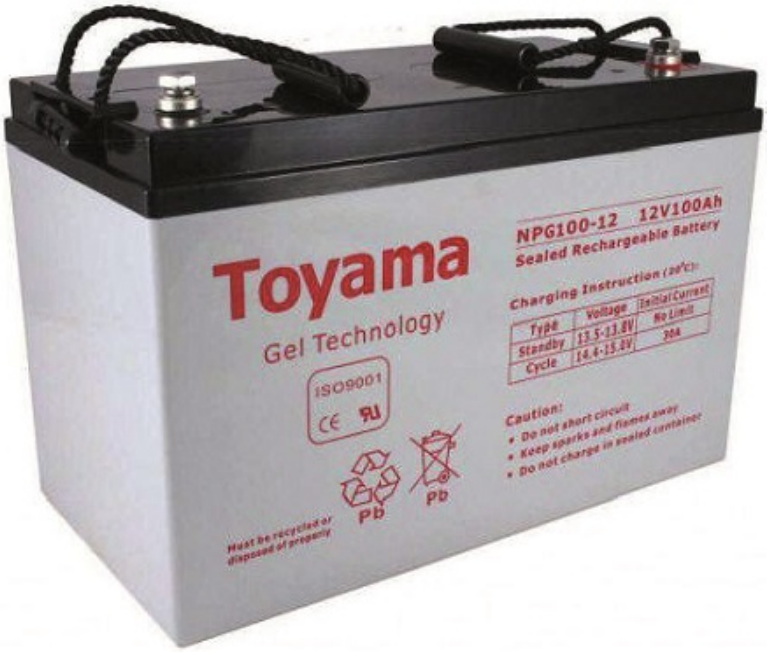
Typowymi elementami składowymi tego typu instalacji są:

• panele fotowoltaiczne PV odpowiedniej mocy i na odpowiedniej konstrukcji montażowej
• ładowarka akumulatorów (czasami zabudowana w falowniku DC/AC) [2]
• akumulatorowy zasobnik energii odpowiedniej pojemności
• falownik jedno- lub trójfazowy
• okablowanie strony stałoprądowej DC i zmiennoprądowej AC
• zabezpieczenia nadprądowe i rozłączniki.

To bardzo rzadko stosowane instalacje, a wybór tego typu inwestycji najczęściej podyktowany jest takimi czynnikami jak: brak obecności sieci EE lub częste awarie i przestoje w dostawach energii w miejscu zabudowy. Inwestorzy decydują się na taką instalację jako uzupełnienie stosowanych wcześniej generatorów spalinowych charakteryzujących się dużą inercją rozruch.

Energia zgromadzona w akumulatorach może być dostarczona do obiektu, w przypadku nagłego odcięcia od sieci elektroenergetycznej, niemal natychmiastowo (w czasach poniżej 20 ms), nie powodując wyłączania odbiorników. Czas pracy instalacji związany jest jednak z pojemnością akumulatorów i jest to najważniejszy czynnik projektowy. Prawie zawsze akumulatorowym zasobnikiem energii w instalacjach tego typu jest bateria akumulatorów Pb (ołowiowych typu GEL lub AGM) typowo o napięciu nominalnym 24 VDC (nie powinny to być jednak samochodowe akumulatory rozruchowe). Akumulatory dedykowane do takich

aplikacji można bezpiecznie i długotrwale rozładowywać prądami na poziomach ponad 100 A.



Fot. 1. Akumulator GEL stosowany w systemach off-grid [4]

Dobór pojemności baterii akumulatorów polega na rozpatrzeniu założeń ciągłości pracy poprzez analizę odbiorników. Dla zobrazowania posłużono się przykładem.

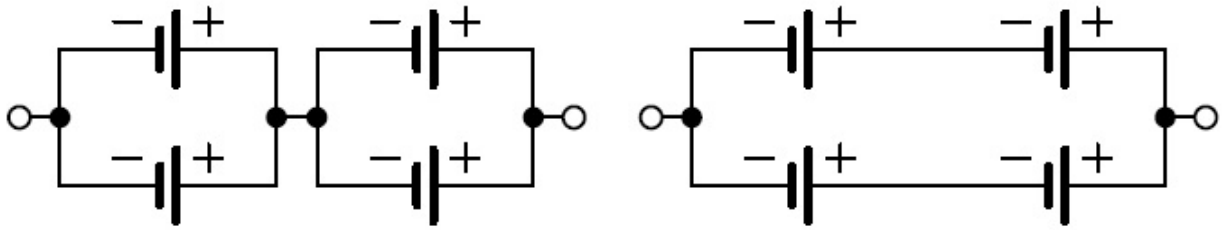
Średnia moc pracy obiektu to 3 kW
• Ciągła nieprzerwana praca (najczęściej niezbędna do uruchomienia generatora spalinowego) to 45 min.
• Bateria akumulatorowa dedykowana do falownika o napięciu nominalnym strony DC U_N = 24 V.
• Obliczenie niezbędnej energii elektrycznej:

$$W = P \cdot t = 3000 \cdot \frac{45}{60} = 2250\ \mathrm{Wh}$$

• Obliczenie minimalnej pojemności zastosowanych akumulatorów:

$$C = \frac{W}{U_N} = \frac{2250}{24} \approx 94\ \mathrm{Ah}$$

Niestety jeżeli praca tak dobranych akumulatorów, nie będzie incydentalna (maksymalnie kilka razy w roku!), to przy takim doborze, bateria akumulatorów ołowiowych będzie musiała być wymieniana bardzo często, bo ich nominalna pojemność będzie drastycznie się zmniejszać. Praktyka inżynierska zakłada więc przewymiarowanie baterii akumulatorów nawet trzykrotnie, czyli do ok. 300 Ah, tak aby wymiana baterii nie musiała odbywać się częściej niż raz na 5–7 lat. Ponieważ akumulatory, z których budowana jest bateria są wykonywane najczęściej w technologii Pb o napięciu nominalnym 12 V, a realna pojemność pojedynczego akumulatora baterii do zastosowań w warunkach domowych to ok. 150 Ah (waga ok. 30–40 kg) dlatego do budowy takiej baterii konieczne stanie się odpowiednie połączenie 4 akumulatorów, dwóch szeregowo (dla uzyskania napięcia 24 V) i dwóch równolegle dla (uzyskania pojemności 300 Ah).



Rys. 1. Sposoby łączenia akumulatorów w baterie o zwiększonym napięciu i pojemności (schemat własny autora)

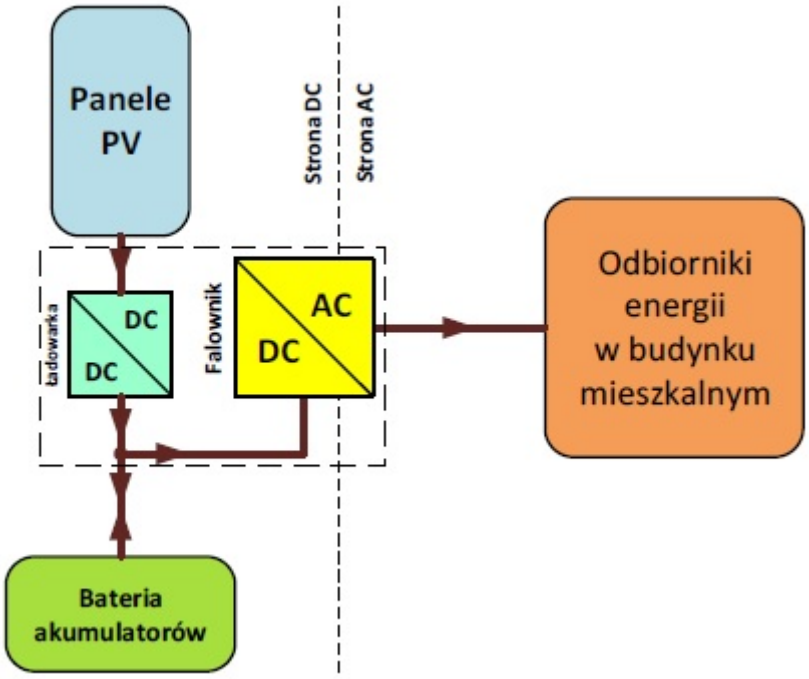
Falownik off-grid nie może być dobierany do średniej, lecz do maksymalnej mocy odbiorników i nawet jeżeli w zakładanym okresie pracy jedynie chwilowo może ona wynosić np. 4500 W, konieczne jest zastosowanie falownika o takiej lub większej mocy.

Akumulatory w takiej sytuacji najczęściej ładowane są z wykorzystaniem odpowiedniej ładowarki solarnej, a moc paneli PV (w przypadku pracy incydentalnej) stanowi sprawę drugorzędną i powinna zapewnić ładowanie (długotrwałe) w okresach zimowych. Często są to zaledwie 3–4 panele PV o łącznej mocy znamionowej ok. 1 kW.

Zabezpieczenia nadprądowe i rozłączniki zastosowane po stronie DC należy dobrać na odpowiednio duże prądy rozładowania baterii akumulatorowej. W przypadku inwertera o mocy 4,5 kW i napięciu strony wejściowej 24 VDC, mogą to być rozłączniki bezpiecznikowe (topikowe, zwłoczne Gg, DC) o prądzie znamionowym dobieranym ze wzoru:

$$I \geq \frac{P}{U_N} \geq \frac{4500}{24} \approx 200\ A$$

Należy zaznaczyć także, że akumulatory muszą znajdować się w pomieszczeniach wentylowanych, gdyż produktem ubocznym akumulacji energii oraz rozładowania jest wodór.



Rys. 2. Schemat blokowy instalacji typu off-grid (schemat własny autora)

Warto zauważyć, że instalacje off-grid nie podlegają zgłoszeniu, opomiarowaniu i odbiorom, lecz muszą one w każdej sytuacji pracować w odłączeniu od sieci EE. Sytuację taką zapewniają albo odpowiednie falowniki,

przełączające się na pracę wyspową po utracie zasilania lub falownik należy doposażyć w niezależny, odpowiedni i szybki układ stycznikowy po stronie AC.

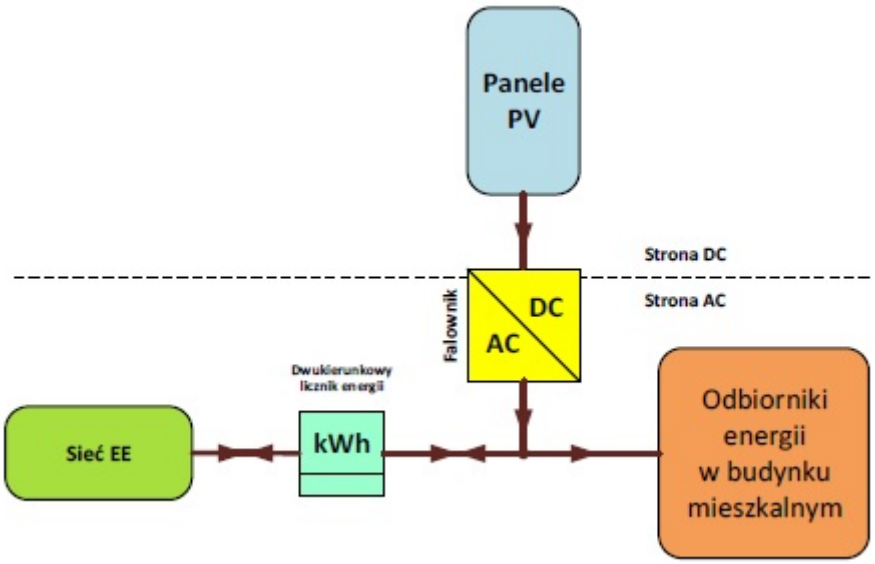
Rozliczne wady (m.in. niska moc i brak stabilnej i długotrwałej pracy) oraz wysokie koszty eksploatacji (związane z akumulatorowym zasobnikiem energii i jego regularną wymianą) sprawiły, że instalacje te nie są popularne, choć są to jedyne instalacje w pełni prosumenckie, gdzie cała produkowana energia zużywana jest na potrzeby własne obiektu.

INSTALACJE SIECIOWE (ON-GRID)

Są to obecnie najpopularniejsze instalacje OZE w rękach prywatnych. Popularyzacja ta związana jest ze stosunkowo niskimi kosztami inwestycyjnymi i zerowymi kosztami eksploatacyjnymi (inwestycja jednorazowa). Pierwsze instalacje tego typu w Polsce, zaczęły powstawać w roku 2013 i miało to związek z wejściem w życie tzw. małego trójpaku energetycznego (Dz.U. z 2013 r., poz. 984). Zapisy ustawy dały możliwość odprowadzania energii do sieci EE osobom, które nie prowadzą działalności gospodarczej. Przepisy te jednak były mało korzystne w stosunku do kosztów inwestycyjnych, a realne stopy zwrotu inwestycji sięgały kilku dekad, co znacznie ograniczało ich popularność. Kształt tej ustawy sprawił jednak, że dostawca energii elektrycznej z urzędu, na danym terenie, nie mógł odmówić inwestorowi zabudowy instalacji fotowoltaicznej, jeżeli została ona wykonana zgodnie ze sztuką i z odpowiednich komponentów.

Wymaganymi elementami składowymi instalacji na chwilę obecną są:

- panele fotowoltaiczne PV odpowiedniej mocy i na odpowiedniej konstrukcji montażowej
- certyfikowany falownik on-grid jedno- lub trójfazowy
- okablowanie strony stałoprądowej DC i zmiennoprądowej AC
- zabezpieczenie nadprądowe strony AC
- ogranicznik przepięć Typu II (B) strony DC.



Rys. 3. Schemat blokowy instalacji typu on-grid (schemat własny autora)

Instalacja tego typu, ze względu na swoją popularność, zostanie omówiona w artykule szerzej.

UNORMOWANIA PRAWNE

Na dzień dzisiejszy obowiązującą ustawą określającą zasady przyłączeń instalacji fotowoltaicznej w budynkach mieszkalnych jest ustawa zapisana w Dz.U. z 2015 r., poz. 478, z późn. zm., z których najnowsze datowane są na rok obecny (Dz.U. z 2018 r., poz. 2389 i 2245; z 2019 r., poz. 42, 60, 730, 1495, 1524).

Najważniejsze informacje związane z ww. ustawą można zreasumować następująco:

- maksymalna moc instalacji fotowoltaicznej może wynosić 50 kW (lecz nie więcej niż mak - symalne przyłącze elektryczne obiektu – typowo dla domu jednorodzinnego zasilanego trójfazowo to ok. 12,5 kW)

• brak wymogu pozwolenia na budowę instalacji
• brak wymogu koncesji na produkcję energii elektrycznej
• instalacja może zostać zabudowana na budynku mieszkalnym, pomieszczeniach gospodarczych lub na gruncie
• brak wymogu zastosowania ochrony przeciwpożarowej
• brak opłat za zabudowę dwukierunkowego licznika energii elektrycznej
• stabilne i gwarantowane opusty związane z netmeteringiem (magazynowanie nadprodukcji energii w sieci EE)
• od 2019 r. odliczenie kosztów brutto inwestycji od podatku dochodowego.

Należy jednak pamiętać, że pomimo daleko idącej liberalizacji przepisów związanych z instalacjami PV istnieje kilka krytycznych przesłanek wymaganych w zgłoszeniu nowo wykonanej instalacji u operatora z urzędu:

• do zgłoszenia należy dołączyć polskojęzyczne karty katalogowe instalowanych paneli PV oraz kartę katalogową falownika (musi on być certyfikowany normą EN 50438)
• strona DC musi zostać zabezpieczona przed przepięciami odpowiednim ogranicznikiem przepięć (pomimo tego, że większość falowników zabezpieczenie takie ma zabudowane wewnętrznie)
• zgłoszenia instalacji może dokonać jedynie osoba posiadająca certyfikat instalatora OZE wydany przez Urząd Dozoru Technicznego (dawniej wystarczało jedynie świadectwo kwalifikacji G1 wydane np. przez SEP)
• strona AC musi zostać zabezpieczona odpowiednio dobranym zabezpieczeniem nadprądowym w odległości nie większej niż 4 m od falownika.

NETMETERING

Czynnikiem, który ma największy wpływ na niezwykłą popularyzację instalacji PV w ostatnim okresie jest netmetering. Instalacja fotowoltaiczna produkuje energię elektryczną jedynie w okresach nasłonecznienia. W instalacji typu on-grid, energia ta nie jest magazynowana, a niezużywana energia zostaje odprowadzona do sieci EE. W początkowych latach obowiązywania ustawy OZE energię tą można było jedynie (bardzo niekorzystnie) odsprzedać operatorowi z urzędu. Obecnie nadprodukowaną energię można zmagazynować w sieci EE jak w typowym akumulatorze i wykorzystać np. w okresach zimowych lub nocą.

Określone zostały odpowiednie limity i czasy na odzyskanie energii odprowadzonej do sieci EE. Prosument może odzyskać jedynie 80% energii, którą przekazał do sieci EE, jeżeli jego instalacja nie przekracza mocy 10 kW oraz 70%, jeżeli instalacja przekracza moc 10 kW. Bilansowanie takie może odbyć się tylko w okresie 365 dni od czasu odprowadzenia energii do sieci EE.

Netmetering najlepiej jest zobrazować przykładem

Jeżeli na budynku mieszkalnym została zabudowana instalacja PV o mocy 7 kW, która w danym dniu wyprodukowała 10 kWh energii elektrycznej, właściciel instalacji zużył na potrzeby własne zaledwie 2 kWh z tej energii (produkcja odbywa się najczęściej, gdy mieszkańcy posesji są w pracy/szkole) to pozostałe 8 kWh zostanie przekazane do sieci EE (całość zostanie zarejestrowana przez inteligentny i dwukierunkowy licznik energii elektrycznej). 80% z tej energii czyli 6,4 kWh może zostać pobrane z sieci EE przez właściciela posesji w dowolnym czasie (np. nocą lub zimą) do 365 dni od momentu wyprodukowania.

Mechanizm ten jest bardzo atrakcyjny dla inwestorów, a odpowiedni dobór mocy instalacji pozwala nawet na całkowitą redukcję opłat za energię elektryczną (pozostaje jedynie stała opłata licznikowa ok. 15 zł miesięczne) i to m.in. dlatego można obecnie zaobserwować niezwykle silny przyrost instalacji tego typu.

DOBÓR MOCY INSTALACJI PV

Dobór mocy instalacji PV jest ściśle związany z netmeteringiem i należy pamiętać, że przewymiarowanie instalacji jest nieopłacalne inwestycyjnie. Każda niewykorzystana nadprodukcja w okresie 365 dni będzie zyskiem operatora i brakiem zysku inwestora. Mówiąc kolokwialnie, inwestor podaruje tą energię operatorowi całkowicie za darmo.

Zasady doboru mocy instalacji są prostym problemem inżynierskim i rządzą się nieskomplikowaną arytmetyką. Typowe własne zużycie energii elektrycznej wynosi nie więcej niż 10–20% produkcji, a zyski

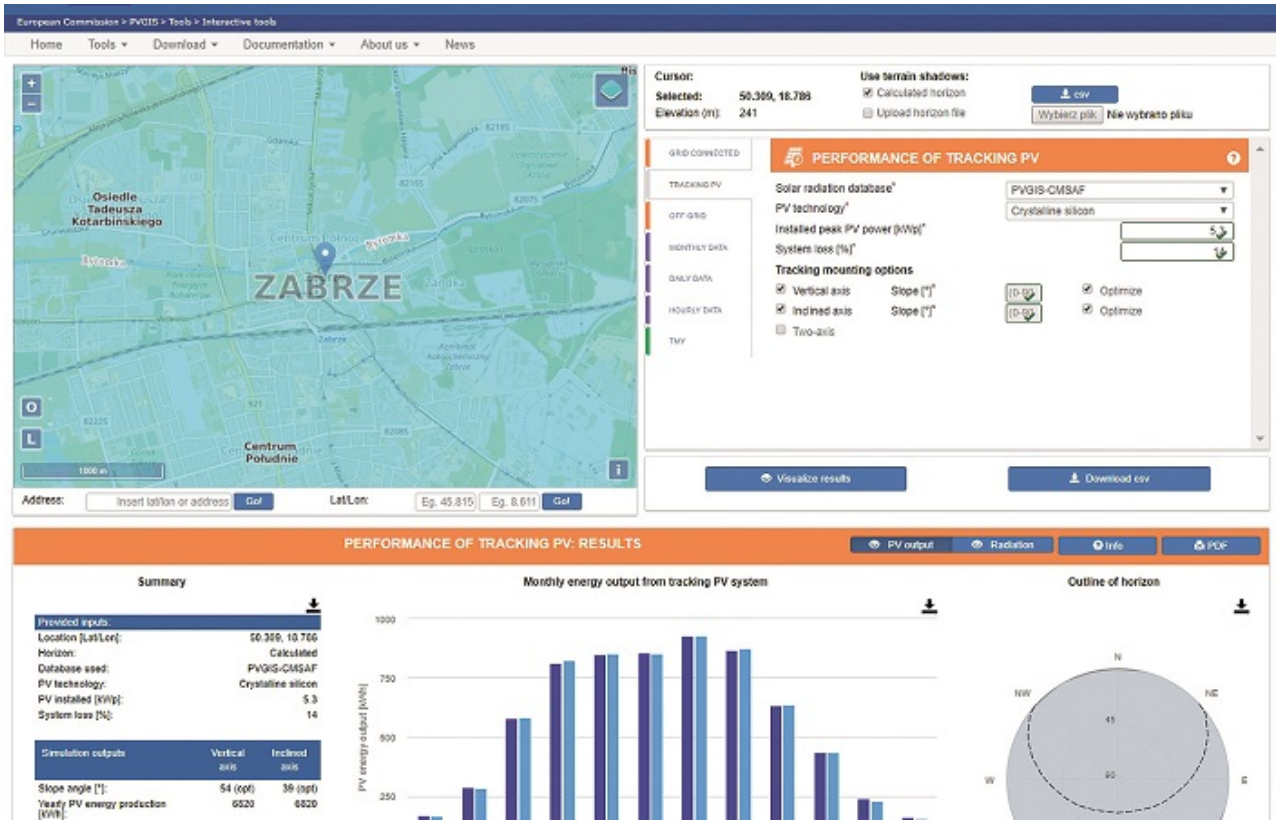
osiągane z instalacji są na terenie Polski niemal stałe i mało zależne od warunków pogodowych oraz instalacyjnych. Różnice pomiędzy symulacjami, a uzyskami rzeczywistymi nie przekraczają 10% i to najczęściej na korzyść rzeczywistości. Zagadnienie to można uprościć następującym stwierdzeniem: z jednego kilowata instalacji PV uzyskuje się w Polsce ok. jedną megawatogodzinę wyprodukowanej energii elektrycznej rocznie.

Zagadnienie to również najlepiej wyjaśnić przykładem

Przeciętna rodzina (2+2) w typowym polskim domu zużywa rocznie ok. 4500 kWh energii. Jeżeli zdecyduje się na inwestycję w instalację PV o mocy 6 kW, to instalacja ta wyprodukuje rocznie ok. 6000 kWh energii, z której maksymalnie 1200 kWh (20%) zostanie zużyta w sposób prosumencki na potrzeby własne. Pozostałe 4800 kWh zostanie zmagazynowane w sieci EE. 80% z tej energii (ok. 3800 kWh) można wykorzystać w dowolnym okresie przez 365 dni od wyprodukowania. Oznacza to, że 500 kWh bezpowrotnie zostanie oddana operatorowi i instalacja ta może być nieznacznie przewymiarowana.

Należy ponownie zaznaczyć, że roczna produkcja energii elektrycznej bardzo umiarkowanie uzależniona jest od ustawienia paneli PV (nieoptymalne nachylenia i ustawienia dachu budynku). Optymalne ustawienie paneli to kąt nachylenia ok. 35° i niemalże idealne południe, ale ustawienia pod kątem nachylenia mniejszym i większym od 35°, a także kierunki południowo-wschodnie oraz południowo-zachodnie skutkują zaledwie ok. 10–15% zmniejszeniem rocznych uzysków [3].

W doborze planowanej mocy instalacji bardzo pomocne są darmowe aplikacje internetowe (np. popularny PVGIS) [5].



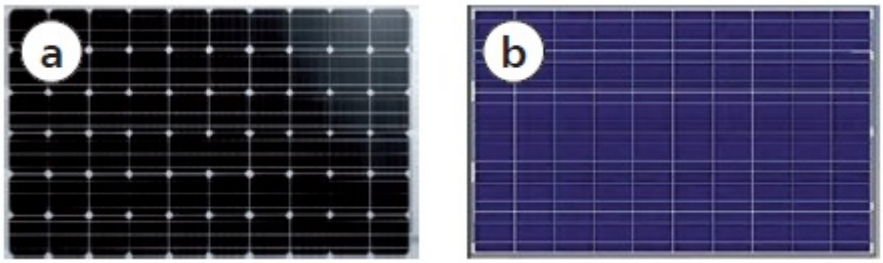
Rys. 4. Przykładowy program symulacji uzysków z instalacji PV [5]

PANELE PV

Na dzień dzisiejszy w instalacjach fotowoltaicznych stosowane są jedynie trzy rodzaje paneli PV:

- panele monokrystaliczne (najwyższa sprawność)
- panele polikrystaliczne (najlepszy stosunek mocy do ceny)
- panele amorficzne (cienkowarstwowe) o najniższych mocach i sprawnościach lecz o najmniejszym wpływie ustawienia na zyski produkcyjne.

Panele mono- i polikrystaliczne stosowane są właściwie zamiennie. Różnią się m.in. kolorem co częstokroć ma istotny wpływ na wybór inwestora (jeżeli są widoczne można wybrać panele „full black”, bez widocznej ramy aluminiowej i na czarnym podkładzie). Panele monokrystaliczne występują w odcieniach koloru czarnego, polikrystaliczne mają kolory w odcieniach niebieskiego, natomiast panele amorficzne charakteryzują się odcieniem brązowym.



Rys. 5. Różnice w kolorystyce paneli PV: a) panel monokrystaliczy, b) panel polikrystaliczny

Panele amorficzne mają najniższą sprawność, co skutkuje tym, że z tej samej powierzchni osiągają dużo mniejsze moce nominalne. Właściwie jako jedyne produkowane są w technologiach całoszklistych (bez ramy aluminiowej). W postaci takiej i przy odpowiednim systemie montażu dedykowane są do obudowy fasad budynków. Stosowane są coraz rzadziej, ale ich niewątpliwą zaletą jest najmniejszy wpływ kąta padania światła na produkcję energii elektrycznej.

Nie ma narzuconego standardu wielkości paneli PV, choć wyraźnie można zauważyć dążenie producentów do takiego standardu. Większość produkowanych obecnie paneli ma rozmiar ok. 1,0x1,6 m, przy czym należy zaznaczyć, że panele takie mogą być na konstrukcjach montowane zarówno pionowo, jak i (korzystniej energetycznie przy częściowych zacienieniach) poziomo.

Typowe moce przy tej samej powierzchni to dla pojedynczego panelu PV obecnie:
• monokrystaliczne 305–320 W
• polikrystaliczne 260–280 W
• amorficzne 150–200 W.

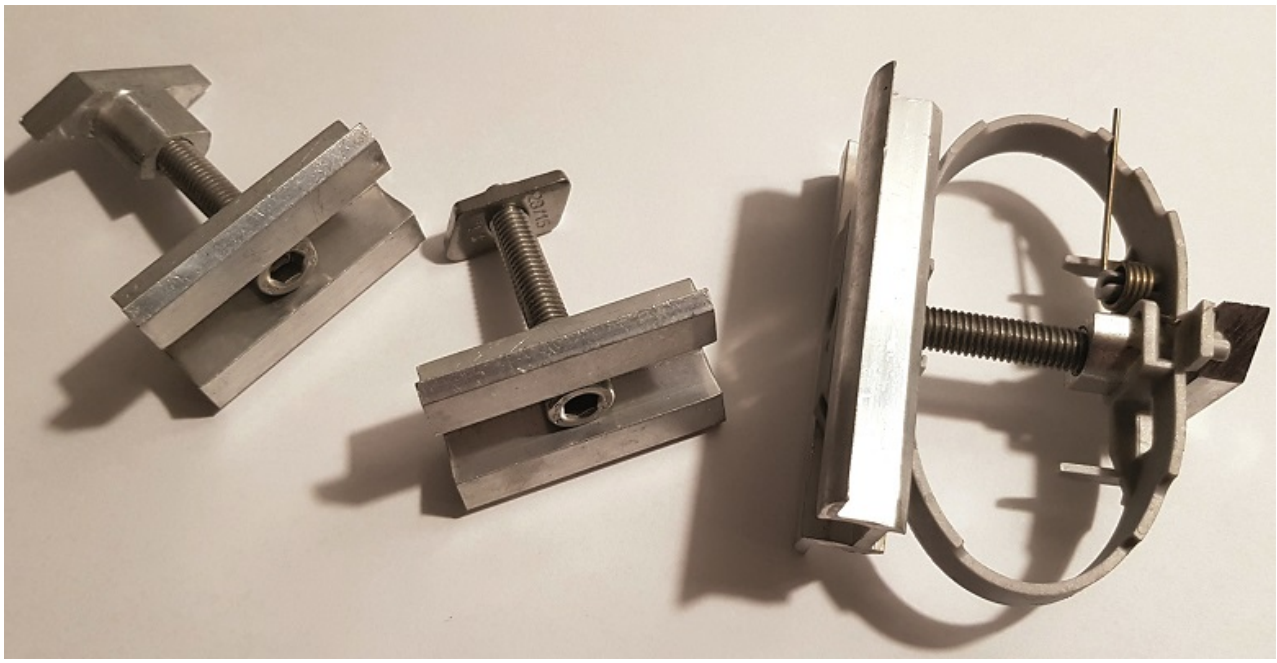
Wybór mocy pojedynczego panelu uwarunkowany jest często dostępnym miejscem. Jeżeli dostępna i niezacieniona powierzchnia dachu pozwala na zainstalowanie 20 szt. paneli PV (ok. 35 m^2) decydując się na panele monokrystaliczne o mocy 305 W, z instalacji fotowoltaicznej uzyski roczne przekroczą 6000 kWh, natomiast przy wyborze paneli polikrystalicznych 270 W będzie to ok. 5400 kWh. Ponieważ z roku na rok sprawność produkowanych paneli PV rośnie, instalacje fotowoltaiczne o tej samej powierzchni produkują obecnie ok. 15% więcej energii elektrycznej niż 5 lat temu.

W większości stosowanych instalacji, panele PV łączone są szeregowo i powinny być tego samego rodzaju, typu i mocy, a także o takich samych napięciach i prądach wyjściowych. Wyjątek stanowią jedynie droższe instalacje, w których każdy panel został rozbudowany dedykowanym do falownika optymalizerem. Inwestor często nie zdaje sobie sprawy z tego, że wymóg ten skutkuje zamknięciem sobie drogi do rozbudowy instalacji w kolejnych latach. Dynamika zmian w tego typu produktach i brak możliwości „mieszania” starych paneli PV z nowymi (które są obecnie dostępne w sprzedaży) sprawia, że inwestycja powinna być inwestycją końcową, a rozbudowa to po prostu kolejna, zupełnie niezależna od poprzedniej i kompletna (panele PV, okablowanie, falownik, zabezpieczenia) instalacja fotowoltaiczna.

KONSTRUKCJE MONTAŻOWE

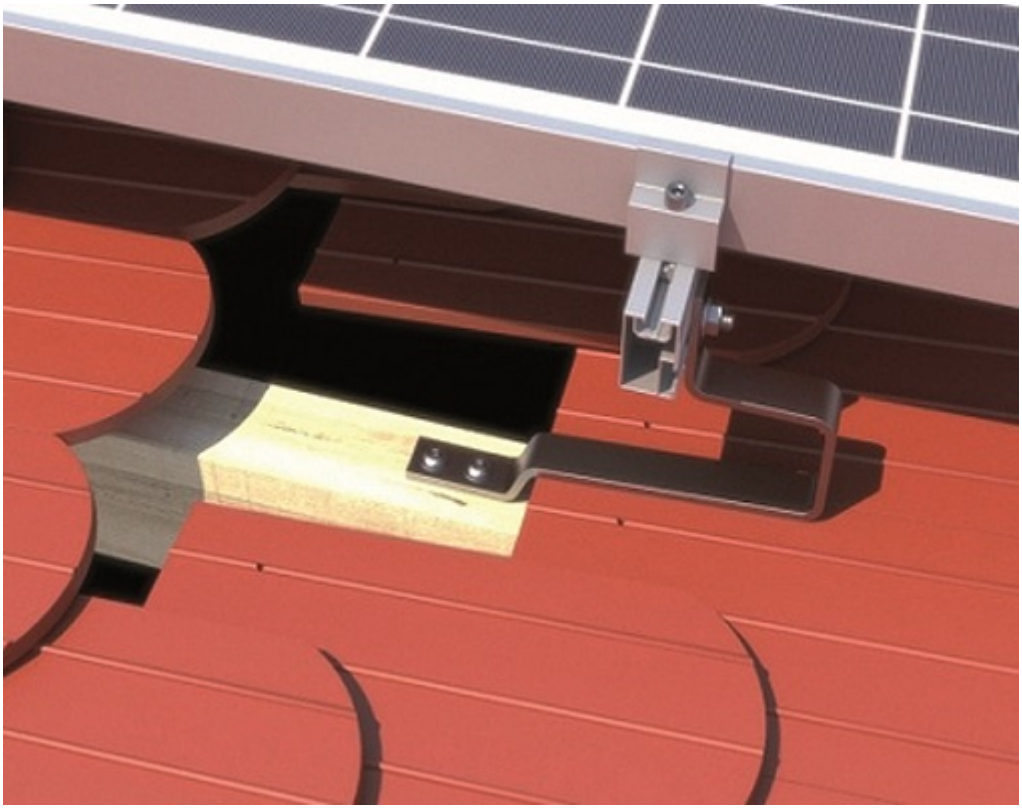
Panele PV mogą zostać zabudowane na budynku mieszkalnym (fasada lub dach), na pomieszczeniach gospodarczych lub na gruncie inwestora. Konstrukcje dachowe są obecnie najczęściej stosowanymi sposobami montażu paneli. Waga pojedynczego panelu PV to ok. 18 kg, więc przy powierzchni 1,6 m^2 nie stanowią one istotnego obciążenia dla konstrukcji dachowej. Panele PV nie mają otworów montażowych i do konstrukcji przytwierdzane są w dowolnych punktach, klemami zaciskowymi w dwóch punktach montażowych. Dwa sąsiadujące panele osadza się na tych samych klemach, a ostatni panel w rzędzie

umiejscawia się z pomocą klem krańcowych. Klemy muszą być dobrane do głównego profilu montażowego.



Fot. 2. Różne typy klem środkowych (zdjęcie własne autora)

Należy zwrócić uwagę na to, że same panele nie spoczywają swobodnie na dachu, lecz są od niego odsunięte na odległość konstrukcji montażowej (ok. 100–150 mm).



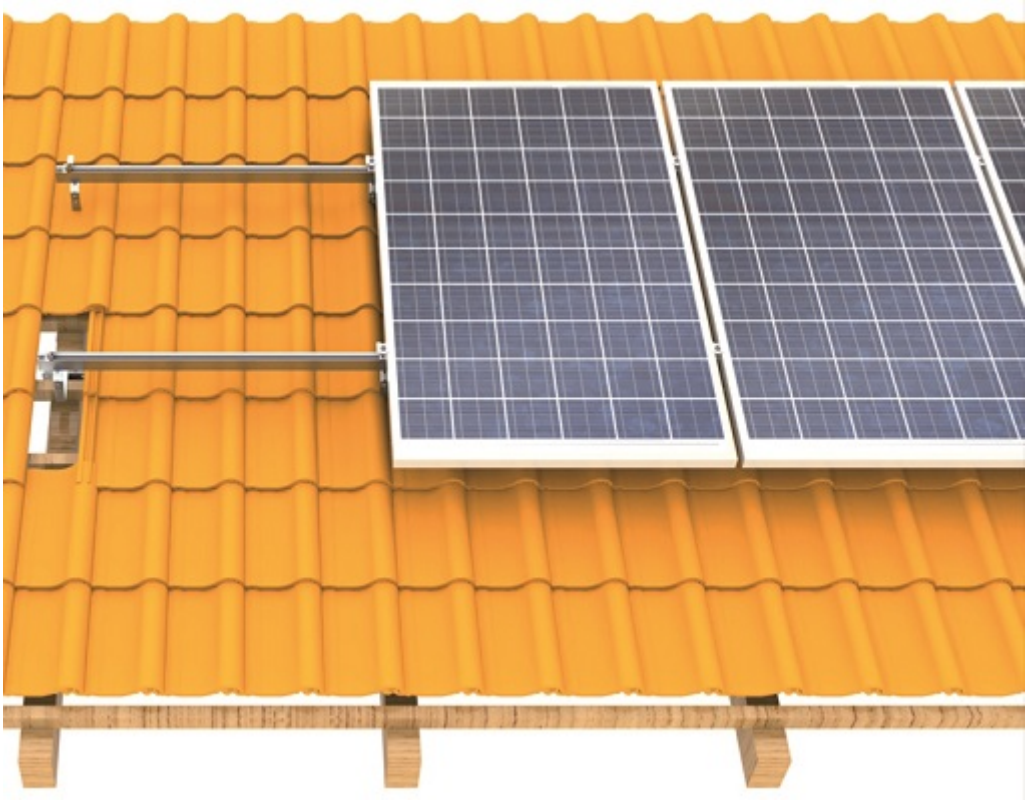
Fot. 3. Odsunięcie paneli PV od powierzchni dachu, panel przytwierdzony został m.in. klemą krańcową [6]

Na dachach płaskich krytych np. papą, konstrukcje montażowe mają kształt trójkątów o zadawanym lub stałym kącie nachylenia.

Fot. 4. Konstrukcja montażowa na dach płaski (zdjęcie własne autora)

Dachy płaskie membranowe (np. tzw. dachy zielone) wymagają trójkątnych konstrukcji balansowanych, dających stabilność poprzez zastosowanie odpowiednich obciążników. Konstrukcje takie do dachu nie są przytwierdzane śrubami, które mogą naruszyć szczelność zastosowanej membrany.

Najczęściej spotykanym dachem na terenie Polski, jest dach spadzisty kryty dachówką falistą lub płaską. Konstrukcja w takim przypadku wymaga zastosowania odpowiednich haków przykręcanych do krokwi. Niestety montaż taki wymaga zdjęcia części (dachówka falista) lub dokonania rozbiórki nawet całej połaci dachowej (dachówka płaska).



Fot. 5. Konstrukcja montażowa na dach spadzisty [6]

Konstrukcje dachowe dla paneli PV można usystematyzować w następujący sposób:

- dach płaski (zarówno membranowy jak i kryty papą) – najdroższa konstrukcja i najtańszy montaż
- dach pochyły kryty papą lub blachą – najtańsza konstrukcja i średnia cena montażowa
- dach nachylony kryty dachówką – średnia cena konstrukcji i najdroższy montaż.

Zarówno do konstrukcji trójkątnych na dachach płaskich jak i do uchwytów zastosowanych w dachach skośnych przykręcane są śrubami T profile wzdłużne, na których dopiero na samym końcu na odpowiednich klemach osadzane są panele PV. Długość profili wzdłużnych definiowana jest długością szeregu paneli. Minimalne odległości punktów podparcia profili wzdłużnych (haki lub trójkąty) to 1,2 m. Konstrukcje montażowe wykonywane są przeważnie z aluminium (rzadziej z tworzywa) i skręcane śrubami nierdzewnymi klasy A2.

FALOWNIKI SIECIOWE ON-GRID

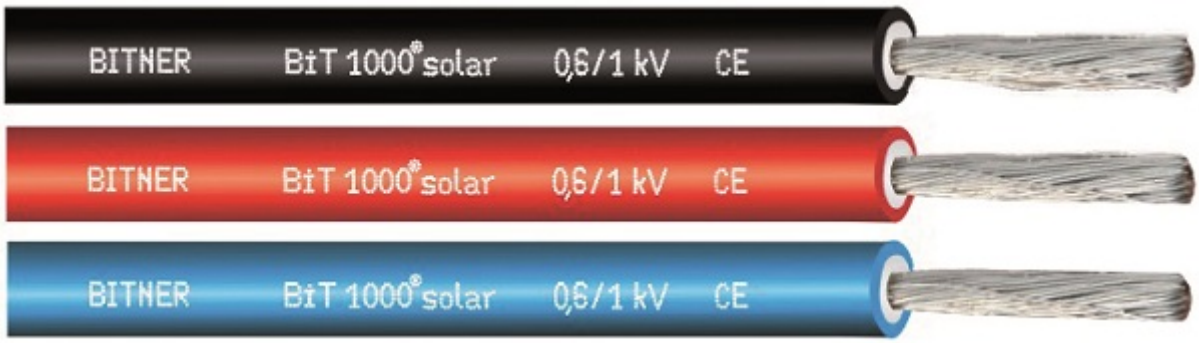
Nieodłącznym elementem każdej instalacji typu on-grid są falowniki sieciowe. Panele PV produkują energię napięcia stałego DC i musi ona zostać przetworzona przez falownik na energię znormalizowanego napięcia sinusoidalnie zmiennego AC. Falowniki zastosowane w instalacji typu on-grid muszą spełniać wytyczne normy EN 50438 (jest ona równoważna normie niemieckiej VDE0126). Nie mogą one generować energii elektrycznej w przypadku odłączenia od sieci EE. Dlatego instalacja takiego typu nie daje niezależności energetycznej inwestorowi. Każdy przestój w dostawach energii będzie przez mieszkańców posesji z instalacją tego typu tak samo odczuwalny jak w przypadku jej braku. Wykonywane są w szerokich zakresach mocy jako jedno- lub trójfazowe. Zgodnie ze sztuką inżynierską moc znamionowa falownika powinna być nieznacznie (ok. 10–20%) zaniżona w stosunku do mocy znamionowej samej instalacji PV. Dlatego np. do paneli PV o łącznej mocy znamionowej 5 kW stosuje się raczej falowniki o mocach znamionowych nieprzekraczających 4,5 kW. Związane jest to ze zwiększeniem okresów optymalnej pracy falownika (optymalizacja MPPT – śledzenia maksymalnego punktu mocy), gdyż panele PV bardzo rzadko pracują w zakresach mocy maksymalnych (okresy najsilniejszego nasłonecznienia). Zaniżenie mocy falownika w stosunku do mocy paneli PV zwiększa sprawność całej instalacji fotowoltaicznej. W doborze falownika należy jednak uwzględnić maksymalne napięcie i prąd strony DC (czyli najczęściej szeregowo połączonych paneli PV). W praktyce jednak, rzadko zdarza się aby błędnie dobrać napięciowo lub prądowo falownik do zainstalowanych paneli. Zakres zarówno prądów, jak i napięć wejściowych strony DC falownika jest bardzo szeroki i napięcia oraz prądy uzyskiwane z paneli o zakładanej mocy, nie przekraczają wartości krytycznych dopuszczalnych w falownikach.

Falownik może zostać przyłączony do instalacji AC budynku właściwie w dowolnym i wygodnym dla inwestora miejscu. Nie musi to być miejsce w pobliżu licznika energii elektrycznej. Współczesne falowniki chłodzone są grawitacyjnie (bezgłośna praca), a wykonania ich są estetyczne.

Fot. 6. Falownik typu on-grid [7]

OPRZEWODOWANIE

Każda instalacja fotowoltaiczna typu on-grid podzielona jest na stronę DC (wejście falownika) oraz stronę AC (wyjście falownika). Strona DC to napięcie stałe, które jest przyłączone do falownika w przypadku jednego szeregu paneli (tzw. stringu) dwoma przewodami z zachowaniem polaryzacji. Przewody te muszą być wyprowadzone bezpośrednio przy panelach PV, będą więc narażone zarówno na wysokie jak i niskie temperatury (często od -25 do +50°C) jak i na bezpośrednie działanie promieniowania UV. Nie należy w celu przyłączenia paneli do falownika stosować takich samych przewodów jakie są stosowane w domowych instalacjach AC niskiego napięcia. Stosowane przekroje żył to 4 lub 6 mm^2. Dobór przekroju żył determinują dwa czynniki: długość przewodu oraz maksymalny prąd jaki przewodem może popłynąć (najczęściej nie więcej niż 10 A).



Fot. 7. Przewody strony DC w instalacjach PV [8]

Przekrój żyły decyduje o procentowym spadku napięcia na samym przewodzie, co związane jest bezpośrednio ze stratami mocy czynnej, a więc i z produkcją energii elektrycznej. Obliczeń spadków napięć na przewodzie przesyłającym energię DC można dokonać korzystając ze wzoru:

$$\Delta U = \frac{I_N \cdot l}{\delta \cdot U_N \cdot S}$$

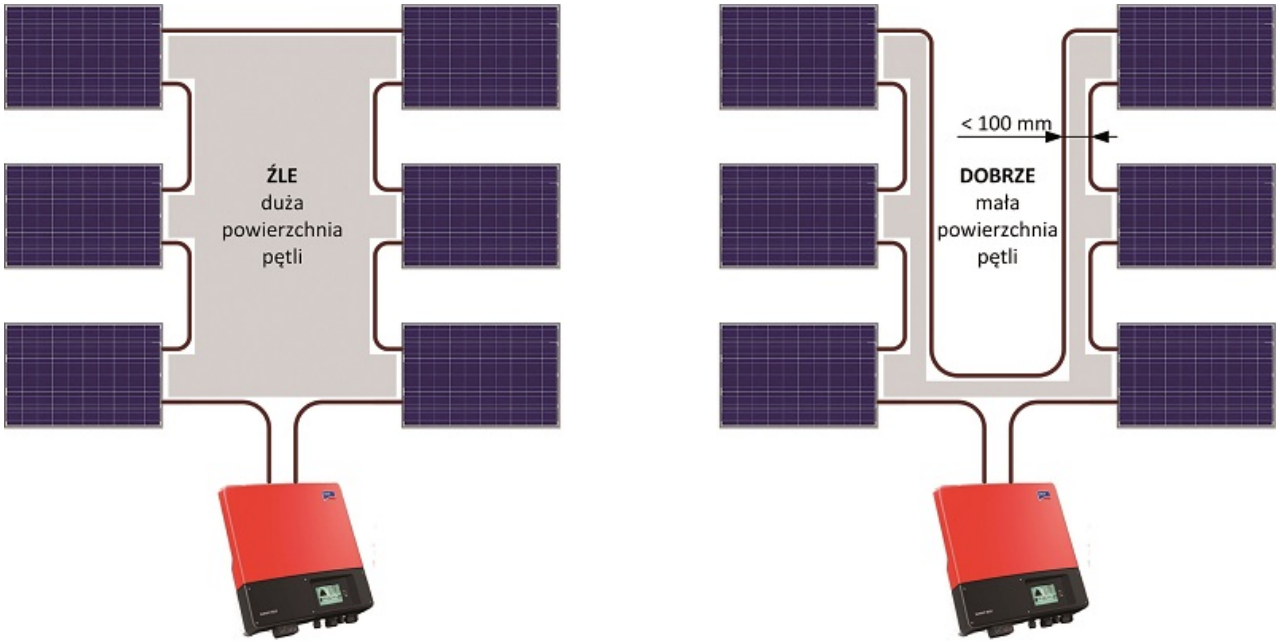
gdzie:

l – długość przewodu

I_N – prąd płynący przewodem

U_N – napięcie szeregowo połączonych paneli PV (najczęściej nie przekracza 750 V)
S – pole przekroju żyły przewodu wyrażone w mm^2
δ = 58 – czyli przewodność miedzi (aluminium nie jest stosowane).

Należy także pamiętać, że w instalacji DC (jeden string) przewody są dwa (polaryzacja dodatnia i ujemna), czyli obliczane spadki napięć należy podwoić. W praktyce projektowej rzadko korzysta się z powyższego wzoru, gdyż nawet zastosowanie najcieńszego dedykowanego przewodu (4 mm^2) nie wywołuje, przy typowych odległościach paneli od falownika, strat mocy większych od 0,5%. Przewody dedykowane dla instalacji fotowoltaicznych (odporne na temperaturę i promieniowanie UV) można zakupić w wielu kolorach (np. czerwonym i czarnym) lecz stosowanie tej kolorystyki nie ma unormowań prawnych. Przewody nie mogą być układane w duże, zamknięte pętle (pętle indukcyjne o dużej powierzchni), przewód dodatni i ujemny nie powinien znajdować się w odległościach większych niż 100 mm (rys. 6).



Rys. 6. Błędne i prawidłowe rozmieszczenie przewodów DC (schemat własny autora)

Złączki (wtyczki) stosowane po stronie DC przez lata uległy standaryzacji i obecnie stosowane są jedynie złączki MC4, a dostępne rynkowo panele są właśnie nimi zakończone. Zarabianie wtyczek tego typu wymaga zastosowania specjalistycznych narzędzi, gdyż są wyposażone w konektory zawijane (nie są to złączki tradycyjnie skręcane).

Fot. 8. Złączki MC4 stosowane po stronie DC instalacji PV [9]

Przewody stosowane po stronie AC falownika, to przewody typowe dla budynkowych instalacji niskiego napięcia. O doborze ich przekroju decyduje moc znamionowa falownika (związana z maksymalnym prądem jaki może wystąpić w przewodzie), długość przewodu, rodzaj falownika (jedno- lub trójfazowy) oraz sposób montażu (instalacja natynkowa lub wtynkowa dająca lepsze odprowadzenie ciepła z przewodu). Przewody te dobiera się z zaleceniami normy IEC60001, a w praktyce stosowanymi najczęściej są przewody YLYżo 3x2,5 dla instalacji jednofazowej i YLYżo 5x2,5 dla instalacji trójfazowej układane natynkowo, w peszlu, rurkach instalacyjnych lub korytach.

Stronę AC podłącza się do instalacji budynku bezpośrednio z pominięciem wtyków i gniazd wtykowych pomimo tego, że w większości przypadków podłączenie falownika bezpośrednio do typowego jedno- lub trójfazowego gniazda 16 A nie wpłynęłoby na działanie instalacji fotowoltaicznej. W celu podłączenia stosuje się przeważnie niewielką rozdzielnicę natynkową, w której poza przyłączem zabudowuje się na szynach TH dedykowane zabezpieczenia nadprądowe oraz ograniczniki przepięć strony DC.

ZABEZPIECZENIA

Zgodnie z obowiązującymi przepisami instalacja fotowoltaiczna typu on-grid musi być od strony DC zabezpieczona odpowiednim i dedykowanym dla napięć DC ochronnikiem przeciwprzepięciowym (warystor, iskiernik lub oba te elementy). Jest to związane z ryzykiem uszkodzenia instalacji w trakcie wyładowań atmosferycznych.

W przypadku znacznych odległości paneli PV od falownika, zabezpieczenia takie można zastosować w dwóch miejscach (jak najbliżej paneli PV i jak najbliżej falownika).

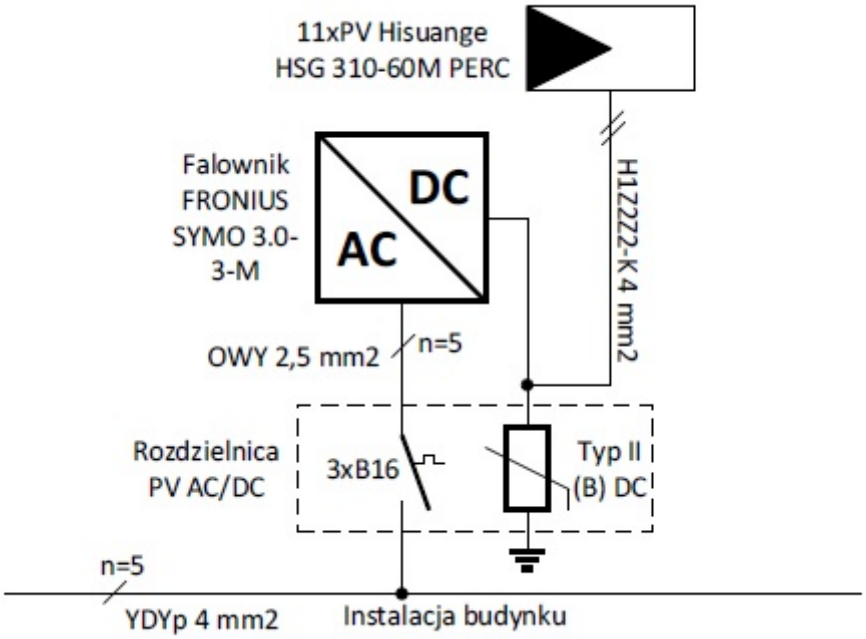
Fot. 9. Zabezpieczenie przeciwprzepięciowe strony DC instalacji PV (zdjęcie własne autora)

Od strony DC nie stosuje się typowo zabezpieczeń nadprądowych (bezpieczniki topikowe lub wyłączniki nadprądowe), gdyż zwarcia nie wywołują prądów przekraczających $1{,}1I_N$ (prąd w czasie zwarcia panelu PV nie przekracza 10% prądu znamionowego). Można jednak od strony DC zastosować dedykowany rozłącznik ułatwiający prace serwisowe i przyłączeniowe, nie jest to jednak wymóg prawny i stosowany jest on raczej rzadko.

Stronę AC falownika należy zabezpieczyć dedykowanym zabezpieczeniem nadprądowym (typowym dla instalacji EE niskiego napięcia i dobranym do mocy falownika np. B16) w odległości nie większej niż 4 m od miejsca instalacji falownika.

SCHEMAT INSTALACJI PV TYPU ON-GRID

Niezbędnym elementem zgłoszenia nowo wykonywanej lub modernizowanej instalacji PV typu on-grid, jest uproszczony schemat elektryczny zawierający symbole i opisy zastosowanych elementów składowych instalacji. Przykładowy schemat jednokreskowy instalacji wymagany w zgłoszeniu pokazano na rysunku 7.



Rys. 7. Schemat jednokreskowy instalacji PV typu on-grid (schemat własny autora)

INSTALACJE HYBRYDOWE

Instalacje takie stanowią obecnie w Polsce zaledwie odsetek wszystkich inwestycji w instalacje OZE. Wymagają zastosowania akumulatorowego zasobnika energii oraz falownika hybrydowego lub dołączenia do istniejącej instalacji PV typu on-grid dedykowanego falownika z wbudowaną ładowarką akumulatorów.

Fot. 10. Solarny falownik hybrydowy (zdjęcie własne autora)

Zasobnik energii zapewnia bezpieczeństwo energetyczne obiektu w postaci układu gwarantowanego zasilania (UPS), a bateria akumulatorów ładowana jest w okresach nadprodukcji energii elektrycznej z instalacji PV. Jeżeli zasobnik jest już naładowany, nadprodukcja ta zostaje odprowadzona do sieci EE przez dwukierunkowy licznik energii i może zostać wykorzystana w ramach opisywanego wcześniej netmeteringu. Dlatego właśnie instalacje hybrydowe również wymagają zgłoszenia. Odpowiednie oprogramowanie

falownika pozwala także na zaplanowane odłączanie się od sieci EE i pracę wyspową z wykorzystaniem zasobnika akumulatorowego, lecz przy sprawności akumulatorów (ok. 70%) jest to mniej opłacalne od magazynowania energii w sieci EE (netmetering pozwala na odzyskanie nawet 80% nadprodukowanej energii). Koszty inwestycyjne są zdecydowanie większe niż w przypadku instalacji typu on-grid, a montaż instalacji jest trudny w eksploatowanych budynkach mieszkalnych, gdyż konieczna jest duża ingerencja w istniejącą instalację elektryczną obiektu. W miejscu przyłącza obiektu, za licznikiem energii elektrycznej, lecz przed rozdzielnicą obiektu należy dokonać rozłączenia instalacji aby możliwa była bezpieczna praca wyspowa w odłączeniu od sieci EE. Do niedawna w Polsce montaż takiej instalacji, ze względu na konieczność stosowania tzw. liczników energii brutto (układ pomiarowy rejestrujący całą produkcję z instalacji PV), nie był w ogóle możliwy. Obecnie operatorzy wycofali się jednak z zabudowy takich liczników.

PODSUMOWANIE

Instalacje fotowoltaiczne (typu on-grid) postrzegane są jako bardzo atrakcyjne oczami inwestorów w budynkach mieszkalnych. Szacowana stopa zwrotu inwestycji (szczególnie przy systemach wsparcia, takich jak odliczenia od podatku dochodowego lub związanych z programem 5000+) nie przekracza okresów dziesięcioletnich, a producenci paneli PV udzielają 25 letnich gwarancji na 80% produkcji nominalnej. Instalacje są trwałe i pracują bezobsługowo i bezawaryjnie znacznie dłużej, niż osiągnięta zostaje całkowita spłata inwestycji, generują więc realne zyski. Należy także pamiętać, że instalacje tego typu produkują najwięcej energii wtedy, kiedy potrzebna jest ona w sieci EE najbardziej, czyli latem w czasie wzmożonej pracy przemysłu i sektora budowlanego. Należy także pamiętać o tendencji wzrostowej cen energii elektrycznej pobieranej z sieci EE i tendencji spadkowej cen elementów składowych instalacji PV. Może mieć to znaczący wpływ na jeszcze większy popyt na tego typu rozwiązania.

dr inż. Krzysztof Sztymelski
Centrum Badawczo-Rozwojowe GLOKOR

LITERATURA

1. Hilse D., Kapała J., Sztymelski K., Zeltins N., Ekmanis. J., *Researching and designing photovoltaic microsystems*, Latv. J. Phys. Tech. Sci., 2016, vol. 53.
2. Sztymelski K., *Rzeczywista sprawność solarnego układu ładującego z MPPT dla małych systemów DC/DC typu OFF-grid*, Materiały konferencyjne IC-SPETO, Gliwice-Ustroń, 2017.
3. Sztymelski K., *Analiza uzysków rzeczywistej instalacji PV o mocy 2 kWp, Rozdział monografii: Energetyka prosumencka: konsolidacja problematyki społecznej, ekonomicznej i technicznej w aspekcie transformacji polskiego rynku energii elektrycznej*, Wydawnictwo Wydziału Zarządzania Politechniki Częstochowskiej, 2017.
4. www.instsani.pl
5. re.jrc.ec.europa.eu
6. www.fotowoltaika.corab.eu
7. www.steca.com
8. www.bitner.com.pl
9. www.bezsieci.pl

Artykuł zamieszczony w Przewodniku Projektanta wydanie 4/2019
Przewodnik Projektanta