

# Budowa samospłacającego się domu zeroenergetycznego jest możliwa!

Znowelizowana ustawa o odnawialnych źródłach energii wprowadza nowy system wsparcia dla prosumentów, chcących produkować energię elektryczną na własne potrzeby.

Od momentu upublicznienia treści nowelizacji ustawy towarzyszy jej wiele kontrowersji. Zwolennicy twierdzą, że dzięki niej zwykli obywatele wreszcie będą mogli korzystać z własnych mikroźródeł energii odnawialnej. Jej przeciwnicy uważają, że powstały dzięki ustawie system niedostatecznie wspiera prosumentów i że takie inwestycje się po prostu konsumentom nie opłacają. Po stronie zwolenników nowelizacji opowiedział się prof. Jan Popczyk, który w raporcie: „Ustawa OZE: zwierciadło rynku grup interesów i argument na rzecz potrzeby całkowitego nowego rynku energii elektrycznej w Polsce” oszacował okres zwrotu instalacji PV na siedem lat. Natomiast niezadowolonych z zapisów w znowelizowanej ustawie poparł Grzegorz Wiśniewski, prezes Instytutu Energetyki Odnawialnej, który na swoim blogu „Odnawialny” stwierdził, że instalacje

PV przy obecnych zapisach nie zwrócą się nigdy (okres zwrotu jest dłuższy niż 30-letni czas eksploatacji paneli fotowoltaicznych). Obaj panowie są uznanymi ekspertami w dziedzinie odnawialnych źródeł energii, dlatego tak duża różnica zdań jest zastanawiająca. Dlatego też autor postanowił sprawdzić na konkretnym przykładzie, jak nowa ustawa (a w szczególności jej zapisy dotyczące prosumentów) będzie wspierała inwestorów budujących nowy domy o najwyższym standardzie energetycznym, wykorzystujący instalację PV o mocy 9,75 kWp. Budynek analizowany przez autora będzie pierwszym w Polsce obiektem zeroenergetycznym certyfikowanym w standardzie Passive House Plus i jest przykładem domu przyszłości, łączącego ekonomikę budowy, superenergooszczędność i najwyższy poziom komfortu.

## Zeroenergetyczny dom

Analizowana instalacja fotowoltaiczna znajduje się na nowo powstałym domu położonym pod Warszawą (wizualizacja budynku, rysunek 1). Budynek ma powierzchnię użytkową 204 m<sup>2</sup>, a w wybudowano go w technologii szkieletowej z belek dwuteowych z ociepleniem z wełny drzewnej. Jako źródło ciepła i chłodu (a także ogrzewania wody użytkowej) zastosowano wysoko sprawną pompę ciepła. Jak każdy budynek w standardzie pasywnym, dom wyposażono w wentylację mechaniczną z rekuperacją. Roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną szacowane jest na 6500-7000 kWh, przy czym zużycie energii wygląda następująco:

- oświetlenie i urządzenia elektryczne – 2500 kWh,
- ogrzewanie – 1000 kWh,
- ciepła woda użytkowa – 1500 kWh,
- chłodzenie – 1000 kWh,
- wentylacja mechaniczna z rekuperacją – 500 kWh.

Taki profil zużycia energii elektrycznej nie jest typowy. Większość gospodarstw domowych wykorzystuje energię elektryczną głównie do oświetlenia i napędu urządzeń elektrycznych. Przeciętne zużycie energii elektrycznej w nowo budowanych domach tradycyjnych nie przekracza 3000 kWh rocznie. Ta różnica w profilu zużycia energii między tą inwestycją (czy chodzi o ten dom tradycyjny? a typowym nowo budowanym domem, ma kluczowe znaczenie w analizie ekonomicznej, a wnioski z analizy autora będą prawdziwe tylko dla budynków o podobnym profilu zużycia energii (budynków superenergooszczędnych, wykorzystujących jako źródło ciepła i chłodu pompę ciepła oraz bazujących na wentylacji mechanicznej).

Oprócz szczególnego profilu zużycia energii, zaprojektowanie i wybudowanie budynku w standardzie pasywnym ma też inne konsekwencje wpływające na opłacalność ekonomiczną instalacji PV, np.:

- północno-południowa orientacja budynku sprawia, że duża część dachu jest skierowana pod idealnym kątem na południe, co zwiększa ilość produkowanej energii,
- prosta bryła budynku i dach nie obejmujący elementów zacinających (brak wykuszy, balkoników i kominów itp.), co zwiększa wydajność instalacji i upraszcza jej montaż,
- odsunięcie budynku od wszystkich obiektów zacinających poprawia wydajność instalacji.

## Metodologia liczenia

Profesor J. Popczyk w swoim opracowaniu oblicza prosty zwrot z inwestycji, nie biorąc pod uwagę, przesunięcia w czasie między ponoszonymi kosztami a uzyskiwanymi korzyściami z inwestycji, a ma to znaczący wpływ na uzyskane wyniki. Dokładniejsza analiza powinna uwzględnić zmianę wartości pieniądza w czasie. Koszty inwestycji ponoszone są na początku, a korzyści powstają po latach (w przypadku instalacji PV jedyną korzyścią prosumenta są oszczędno-



Rys. 1. Wizualizacja pierwszego w Polsce zeroenergetycznego budynku w standardzie Passive House Plus. Źródło: Pracownia Pasywny M<sup>2</sup>

## Charakterystyka domu Passive House Plus

Standard Passive House Plus to jedna z dwóch nowych klas budynków w standardzie pasywnym. Klasy te zostały opracowane przez Instytut Budownictwa Pasywnego w Darmstadt w odpowiedzi na dyrektywę unijną w sprawie charakterystyki energetycznej budynków z 2010 r. Dyrektywa ta odwołuje się do terminu budynku niemal zeroenergetycznego (ang. NZEB – Near Zero Energy Building). NZEB ma być budynkiem o znakomitej charakterystyce energetycznej (superenergooszczędnym), który niemal zerowe lub bardzo niskie zapotrzebowanie na energię powinien zaspokajać przez wykorzystanie źródeł odnawialnych, w tym energii z OZE wytwarzanej na miejscu lub w pobliżu budynku. Klasyczny standard pasywny, stworzony pod koniec lat osiemdziesiątych przez Instytut Budownictwa Pasywnego w Darmstadt, spełnia wymogi tylko pierwszej części tej definicji, ograniczając do minimum zapotrzebowanie na energię do grzania i chłodzenia budynku, ale nie wymagając (a jedynie zachęcając) stosowania odnawialnych źródeł energii. W efekcie Instytut w Darmstadt opracował dwie nowe klasy standardu pasywnego: Passive House Plus i Passive House Premium, które, oprócz wymogów co do maksymalnego zapotrzebowania na tzw. energię pierwotną odnawialną (PER), wprowadzają również obowiązek produkcji energii odnawialnej. Passive House Plus wymaga wytworzenia co najmniej 60 kWp energii na każdy metr kwadratowy powierzchni zabudowanego gruntu, natomiast Passive House Premium co najmniej 120 kWp energii na każdy m<sup>2</sup>. Współczynnik PER uwzględnia nie tylko źródła energii pierwotnej (np. węgiel, gaz, OZE itp.) ale także sposób jej wykorzystania (np. ogrzewanie, chłodzenie, c.w.u., urządzenia elektryczne i wentylację). Dlatego energia elektryczna zużywana do ogrzewania ma wyższy współczynnik PER niż ta wykorzystana do chłodzenia, ponieważ ogrzewamy budynki zimą, gdy dostępność OZE jest niewielka.

ści uzyskane dzięki niekupowaniu energii z sieci), zatem niezbędne jest zmniejszenie przyszłych przychodów o spadek wartości w czasie (zdyskontowanie). Drugim ważnym elementem, którego brakuje w opracowaniu prof. J. Popczyka jest pominięcie kosztów kapitału. Nawet gdyby zakładać, że inwestycja jest samofinansująca się, to w analizie powinien być wzięty pod uwagę koszt utraczonych korzyści. Finansowanie z własnego kapitału wbrew intuicji jest niekorzystne dla klienta, gdyż ponosi on ogromne koszty na początku, a korzyści uzyskuje dopiero w przyszłości. W analizowanym przypadku inwestycja zostaje sfinansowana w 100% z kredytu bankowego (co, jak się za chwilę okaże, jest niezwykle korzystne). Dlatego do obliczenia terminu zwrotu z inwestycji użyto popularnego modelu NPV (zwrot z inwestycji osiągany w okresie, gdy NPV jest równe 0).

### Koszty instalacji

Analizę oparto na rzeczywistych kosztach instalacji poniesionych przez klienta. Całkowity koszt umieszczonych w budynku instalacji PV o mocy 9,75 kWp, wynoszący 53 700 zł brutto, obejmuje: moduły fotowoltaiczne o mocy 9,75 kWp, inwerter, licznik dwukierunkowy, okablowanie, system mocowania paneli, usługę projektową, usługę montażu, usługę posprzedażową (w tym: coroczne serwisowanie i czyszczenie) oraz gwarancję.

Zwyczajna oferta na instalację została złożona pod koniec 2015 r. Jej wartość różni się od kosztów inwestycyjnych zawartych w wycenieniach prof. J. Popczyka. W swoim opracowaniu profesor uwzględnia koszty poszczególnych elementów instalacji i koszt

usługi montażu, ale niestety pomija koszty: okablowania, systemu mocowania paneli, usługi projektowej, usługi serwisowania i czyszczenia oraz gwarancji. Są to ważne elementy systemu i ich koszt musi być ujęty w analizie. Między innymi dlatego koszt instalacji wg założeń opracowania wynosi 40 947 zł brutto, czyli jest o 24% niższy w stosunku do rzeczywistej ceny rynkowej uzyskanej na rynku. Można jednak przyjąć, że za kilka lat ceny instalacji PV oraz wszystkich usług z nimi związanych będą maleć i rzeczywiste koszty rynkowe okażą się bardziej zbliżone do szacunków z opracowania profesora.

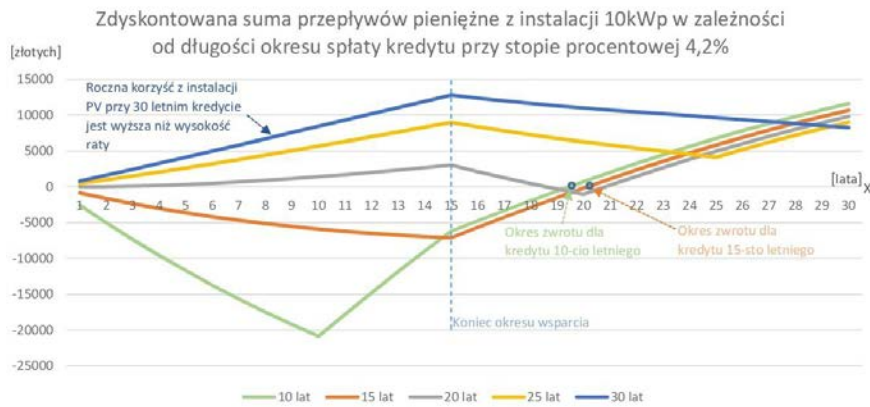
### Uzyskane korzyści

W przypadku systemu wsparcia opartego na opustach (system net meteringu) korzyścią uzyskiwaną przez inwestorów są oszczędności na kosztach energii elektrycznej, której prosument (dzięki własnej produkcji

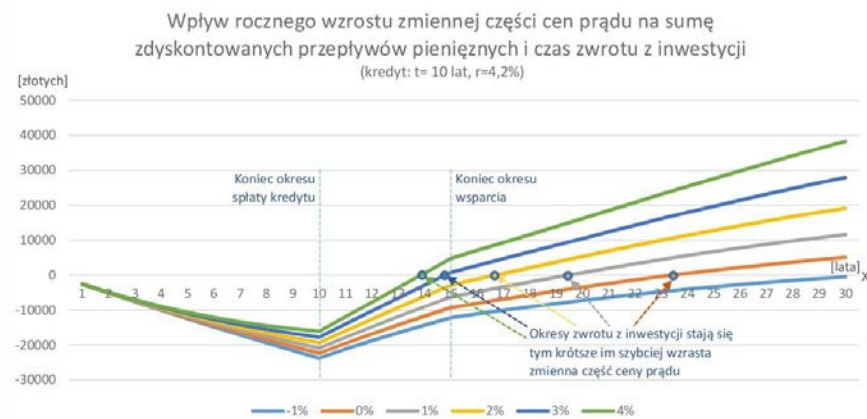
energii ze słońca) nie musi kupować. Ilość pozyskanej energii elektrycznej jest równa sumie wyprodukowanej i wykorzystanej na własne potrzeby oraz energii pobranej w postaci opustu. Dla dobrze dobranej wielkości instalacji, ilość ta będzie równa zapotrzebowaniu na energię elektryczną. Korzyścią z jednej jednostki energii produkowanej przez prosumenta jest tylko zmienna część ceny jednostki energii elektrycznej brutto (a nie jak w opracowaniu prof. Popczyka – całkowita cena jednostki energii). Wynika to z faktu, że każdy prosument to również konsument, a więc ponosi koszty stałe za zużycie energii. Część stała ceny energii jest niezależna od produkcji energii w instalacji fotowoltaicznej. Dlatego w analizie autora wzięto pod uwagę jednostkową korzyść w wysokości 57 gr za kWh energii (detailed cena jednostki energii brutto + sieciowe koszty zmienne brutto), a nie jak w wycenieniach prof. Popczyka – 70 groszy. W analizie założono, że wykorzystanie



Fot. Budynek zeroenergetyczny pod Warszawą w trakcie prac wykończeniowych, źródło: Bison Energy



Rys. 2. Zdyskontowana suma przepływów pieniężnych z instalacji 10 kWp w zależności od długości okresu spłaty kredytu przy stopie procentowej 4,2%



Rys. 3. Wpływ roczny wzrostu zmiennej części cen prądu na zdyskontowane przepływy pieniężne i czas zwrotu z inwestycji (kredyt:  $t = 10$  lat,  $r = 4,2\%$ )

własne energii z PV będzie wynosiło 25%. Jest to spójne z kalkulatorem stworzonym przez dr. inż. Janusza Tenetę, Tobiasza Adamczewskiego i dr. Magdalenę Ligus, uwzględniającym znormalizowane profile godzinne zużycia i produkcji energii. W tym konkretnym przypadku (jak zauważono wcześniej) wykorzystanie własnej energii może być wyższe, niż w typowym domu ze względu na nietypowy profil energetyczny. Wyższe zużycie własne nie ma jednak wpływu na wynik analizy ekonomicznej, gdyż maksymalną ilością energii zaoszczędzonej może być tylko wielkość zapotrzebowania na energię budynku (w przypadku naszych klientów: 7 MWh rocznie).

## Wyniki analizy

W analizie wzięto pod uwagę kilka czynników, które mają kluczowy wpływ na końcowy okres zwrotu z inwestycji. Są nimi: długość terminu spłaty kredytu, wysokość zakładanego przyszłego wzrostu zmiennej części cen prądu, wysokość oprocentowania kredytu, zapotrzebowanie na energię i wielkość instalacji.

Ponieważ inwestorzy zaplanowali budowę instalacji już na etapie projektowania domu, jej koszty wliczone do kosztów budowy całego obiektu. Budynek (a zarazem instalacja PV) był finansowany w 100% 30-letnim kredytem o preferencyjnej wysokości oprocentowania 4,2%.

W takim wypadku, roczna rata kredytu (kwota, którą klient musi każdego roku zwrócić do banku, zawierająca również koszt kapitału) przypadająca na instalację PV wynosiła 3 181 zł. Jednocześnie roczna korzyść z oszczędzonej energii, którą prosument może uzyskać (przez 15 lat działania systemu wsparcia) wynosi 4 016 zł. Po tym okresie roczna korzyść wynosi odpowiednio 2 100 zł (cena detaliczna jednostki energii razy zapotrzebowanie na energię). Przywołane wielkości są oczywiście zdyskontowane, aby uwzględnić stratę wartości w czasie. Sytuację inwestorów spod Warszawy pokazuje niebieska linia na rysunku 2.

Co oznacza fakt, że rata kredytu jest niższa od uzyskiwanej korzyści? Otóż przy kredycie długookresowym (20, 25, 30 lat) poprawnie dobrana co do wielkości instalacja PV od razu (tj. od pierwszego roku) generuje czysty zysk dla prosumenta. Okres zwrotu z takiej inwestycji wynosi więc 0 lat. Instalacja ta w rzeczywistości od razu po podłączeniu „spłaca kredyt za dom”. Rysunek 2 pokazuje, że im krótszy okres kredytowania, tym rezultat jest gorszy. Dla kredytów 10- i 15-letnich rata kredytu jest wyższa niż korzyść z instalacji i okres zwrotu (miejsce, w którym wykres przecina oś 0X) wynosi w latach odpowiednio 19,5 i 20,3.

Taki wynik nie jest, niestety, wartością uniwersalną, gdyż nie będzie osiągalny dla prosumentów, którzy chcieliby zainwestować w przypadku budynku już istniejącego. W takim przypadku długość okresu spłaty kredytu będzie zapewne krótsza, a przez to roczna rata spłaty kredytu wyższa niż roczna korzyść uzyskiwana z instalacji PV.

Dalsze analizy przeprowadzono dla instalacji zakupionej w 100% z kredytu na 10 lat i oprocentowanego na 4,2% w skali roku. Analiza została przeprowadzona przy założeniu stałych kosztów energii. Jednak wartość zmiennej części ceny energii elektrycznej (detaliczna cena energii + zmienne koszty sieciowe), bezpośrednio wpływa na uzyskiwaną korzyść, a więc również na okres zwrotu z inwestycji. Można przewidywać, że w najbliższych latach wartość tego składnika (jak i ceny energii elektrycznej ogółem) będzie wzrastać. Pewną niewiadomą są plany firm energetycznych i rządu, dotyczące zwiększania składnika stałego w koszcie energii kosztem składnika zmiennego. Takie działania byłyby niekorzystne dla poprawy efektywności energetycznej w naszym kraju, gdyż zmniejszyłaby się ekonomiczna korzyść stanowiąca impuls do zmiany konsumentów w prosumentów.

Rysunek 3 ukazuje wpływ zwiększającej się zmiennej części ceny prądu na okres zwrotu z inwestycji. Miejsca przecięcia wykresów z osią 0X wyznaczają okres zwrotu z inwestycji. Im szybszy wzrost zmiennej części ceny prądu, tym krótszy termin zwrotu. Z rysunku wynika np., że przy 4-procentowym rocznym wzroście zmiennej części ceny energii prądu okres zwrotu z inwestycji wyniesie ok. 14 lat.

Wzrost cen energii w ciągu najbliższych 30 lat jest mało prawdopodobny. Niewykluczony jest wzrost cen energii w najbliższych 10 latach, następnie 10 lat stabilizacji, a na koniec 10 lat spadku cen. Rysunek 4 ukazuje,

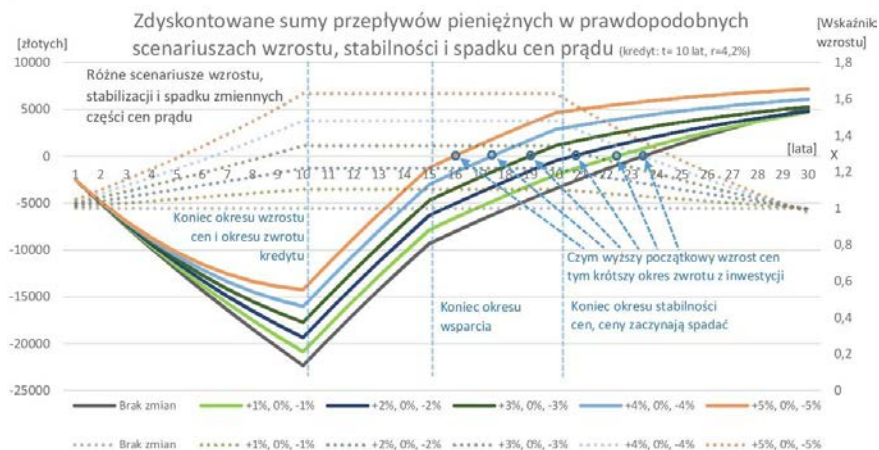
jak wyglądałyby zdyskontowane sumy przepływów pieniężnych (i odpowiednie okresy zwrotu inwestycji) w przypadku wzrostu, a następnie spadku zmiennej części ceny prądu o 1%, 2%, 3%, 4% i 5%. Przy scenariuszu 10 lat 5-procentowego wzrostu, 10 lat stabilizacji i następnie 10 lat 5-procentowego spadku zmiennej części ceny energii prądu okres zwrotu z inwestycji wyniesie ok. 16 lat.

Ostatnia analiza, zobrazowana na rysunku 5, przedstawia znaczenie odpowiedniego doboru wielkości instalacji do zapotrzebowania, a także wpływu oprocentowania kredytu na okres zwrotu z inwestycji. Dla instalacji PV o wielkości 9,75 kWp idealna wielkość zapotrzebowania to 8-8,5 MWh rocznie. W każdym innym przypadku prosument albo nie wykorzystuje w pełni opustu (gdy instalacja jest zbyt duża) albo musi dokupywać prąd z sieci.

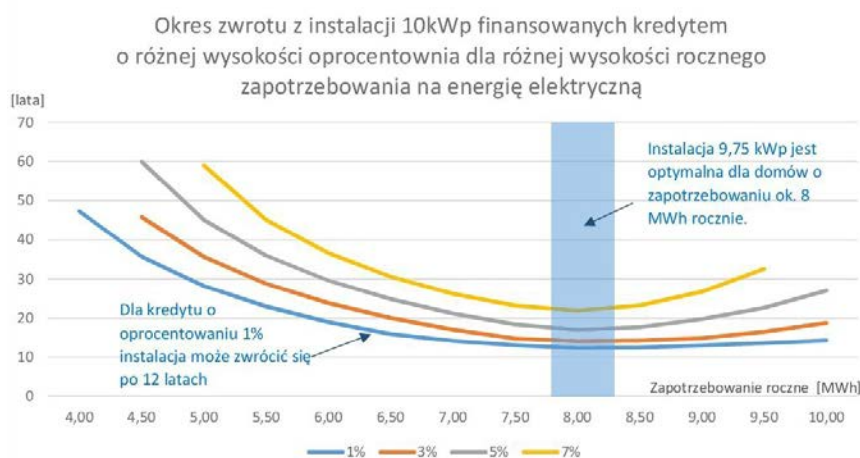
Z drugiej strony rysunek ukazuje wagę, jaką ma dostęp do nisko oprocentowanych kredytów w rozwoju mikroinstalacji PV. W systemie opartym na opustach można uzyskać nawet 12-letni zwrot z inwestycji (dla budynku o podobnym profilu energetycznym do analizowanego), ale tylko wtedy, gdy oprocentowanie kredytu będzie odpowiednio niskie. Nowe programy wsparcia NFOŚiGW, stanowiące uzupełnienie systemu opartego na opustach i uwzględniające zwrotne formy wsparcia (o jak najniższym oprocentowaniu i jak najdłuższym okresie kredytowania), są bardzo potrzebne dla wdrażania idei prosumenta.

## Wnioski

Jak zwykle okazuje się, że prawda leży gdzieś po środku. System opustów wprowadzony przez nową ustawę o OZE nie jest idealny dla prosumentów, jednak przy dostępie do preferencyjnego kredytu nadal mogą zaistnieć warunki korzystne dla prosumentów w naszym kraju. W przypadku istniejących już domów w standardzie pasywnym i wykorzystujących pompy ciepła okres zwrotu z inwestycji w instalację PV o mocy 10 kWp rzadko jest krótszy niż 16 lat. To zbyt długo. Termin ten można skrócić do 12 lat, jeśli prosumenci mieliby dostęp do kredytu o preferencyjnym stopie oprocentowania (np. 1%). Jeżeli dodatkowo zmienna część ceny detalicznej prądu będzie



Rys. 4. Zdyskontowane sumy przepływów pieniężnych w prawdopodobnych scenariuszach wzrostu, stabilności i spadku cen prądu (kredyt:  $t = 10$  lat,  $r = 4,2\%$ )



Rys. 5. Okres zwrotu kapitału dla instalacji finansowanych kredytem o różnej wysokości oprocentowania dla różnej wysokości rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną

co roku rosta, okres zwrotu może okazać się jeszcze krótszy. Ryzyko związane z oparciem systemu wsparcia na czynniku zmiennym (cena energii) powoduje niechęć banków do tego rodzaju inwestycji. Rozwiązaniem byłby inny sposób naliczania zdolności kredytowej dla prosumentów, którzy, oprócz typowych czynników, oceniliby też oszczędności energii uzyskiwane z mikroinstalacji OZE.

Ponadto należy pamiętać, że przedstawiona analiza została przeprowadzona dla budynków o idealnych profilach zużycia energii elektrycznej (budynkach w standardzie pasywnym wykorzystujących pompę ciepła do ogrzewania, chłodzenia i pozyskiwania ciepłej wody użytkowej). Te obliczenia nie będą więc adekwatne w przypadku domów tradycyjnych.

Warte podkreślenia są rezultaty inwestycji połączonej z budową domów. Jeśli instalacja PV jest częścią kosztów stawianego budynku, to dobrze dobrana pod względem wielkości instalacja PV zwraca się od razu

i pomaga w spłaceniu kredytu na dom. W tym przypadku dzięki ustawie o OZE samospłacające się domy rzeczywiście mogą powstawać! Jest to bardzo ważny wniosek, który może być wykorzystany choćby przy wdrażaniu nowego Narodowego Programu Mieszkaniowego.

## ŹRÓDŁA

1. Popczyk J.: Ustawa OZE: zwierciadło rynku grup interesów i argument na rzecz potrzeby całkowicie nowego rynku energii elektrycznej w Polsce
2. Wiśniewski G.: <http://odnawialny.blogspot.com/2016/07/o-ustawie-o-odnawialnych-zrodach.html>
3. Teneta J., Adamczewski T., Ligus M.: Arkusz do liczenia opłacalności mikrosystemu fotowoltaicznego (gdzie publikowany?)

## Bartosz Królczyk

prezes Stowarzyszenia Wielkopolski Dom Pasywny