

Maciej ChmielińskiUniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu
e-mail: maciej.chmielinski@gmail.com

**ANALIZA OPŁACALNOŚCI MIKROINSTALACJI
FOTOWOLTAICZNEJ (PV) W POLSCE
W OPARCIU O PRODUKCJĘ ENERGII ELEKTRYCZNEJ
NA POTRZEBY WŁASNE**

**PROFITABILITY ANALYSIS OF PHOTOVOLTAIC
MICROINSTALLATION IN POLAND BASED
ON ELECTRICAL ENERGY PRODUCTION
FOR OWN USE**

DOI: 10.15611/e21.2015.3.07

JEL Classification: D12

Streszczenie: Ostatnie kilka lat to czas dynamicznego rozwoju rozproszonej energetyki odnawialnej na świecie, w tym w szczególności fotowoltaicznej. Rozwój ten powodowany jest głównie spadkiem kosztów produkcji paneli fotowoltaicznych, wzrastającymi korzyściami skali oraz wprowadzeniem mechanizmów wsparcia dla energii odnawialnej w wielu krajach na świecie. Polska na tle globalnego rynku fotowoltaiki dopiero zaczyna rozwój w tej dziedzinie, głównie ze względu na relatywnie niskie ceny nominalne energii elektrycznej. Obecnie osiągalna efektywność i ceny elektrowni fotowoltaicznych, połączone z nowym prawem dla energii odnawialnej w Polsce, pozwalają w pewnych warunkach na bezprecedensową do tej pory działalność – ekonomiczną produkcję energii elektrycznej na potrzeby własne odbiorców (prosumentów), bez korzystania z systemów wsparcia (tzw. osiągnięcie *grid parity*). Celem badawczym pracy jest skwantyfikowanie poziomów opłacalności instalacji fotowoltaicznej o mocy 5 kW dla odbiorców indywidualnych energii elektrycznej w Polsce (gospodarstwa domowe w taryfach G11 i G12), w trzydziestu trzech ważniejszych okręgach energetycznych. Autor artykułu odpowiada na pytanie, gdzie i przy jakich warunkach brzegowych w Polsce istnieje już dziś uzasadnienie ekonomiczne budowy elektrowni fotowoltaicznych produkujących energię na potrzeby własne odbiorców. Jako metodę badań przyjęto standardowy model przepływów pieniężnych dla projektu inwestycyjnego polegającego na budowie instalacji fotowoltaicznej, gdzie przychodami są uniknięte koszty zakupu i dystrybucji energii elektrycznej dzięki produkcji energii elektrycznej z PV na potrzeby własne. Jako koszty z kolei przyjęto głównie usługi ubezpieczenia i eksploatacji instalacji PV. Opłacalność inwestycji wyrażona jest jako wewnętrzna stopa zwrotu IRR (*internal rate of return*). Na podstawie obliczeń sformułowano wniosek, iż przy wartości inwestycji początkowej w PV na poziomie 1440 euro za kilowat (kW) mocy zainstalowanej w większości okręgów energetycznych staje się opłacalne budowanie mikroelektrowni fotowoltaicznych o mocy 5 kW, pod warunkiem zużycia całej energii w nich wyprodukowanej na potrzeby własne. Najlepszym wyni-

kiem charakteryzuje się okręg lubelski (9,8% IRR) i okręg Operatora Systemu Dystrybucyjnego (OSD) ENERGA w taryfie G12 (IRR 8-9%). Jedynym okręgiem w całości mało opłacalnym jest obszar OSD RWE Polska w Warszawie, z wartościami nieprzekraczającymi 6% IRR. Niskie wartości IRR występują także w taryfie G11 dla OSD Enea, dla rejonu gliwickiego w OSD Tauron oraz Łódź Miasto w OSD PGE. Jedynym trudnym wymogiem do spełnienia dla gospodarstwa domowego jest konieczność zużycia całej energii elektrycznej na potrzeby własne. Jest to trudne w warunkach przeciętnego domu, jako że w pewnej części gospodarstw nie występuje znaczna konsumpcja energii elektrycznej w dzień. Stąd w celu optymalizacji inwestycji zachodzi konieczność wyboru takich gospodarstw domowych, których profil zużycia energii elektrycznej jest najbardziej zbliżony do profilu produkcji energii ze źródła fotowoltaicznego (lub też konieczność obniżenia mocy PV do 2-3 kW, tak aby w całości PV produkowało energię na potrzeby własne). Będą to najczęściej duże domy jednorodzinne z większym niż przeciętne zużyciem energii elektrycznej, posiadające wiele urządzeń domowych, których praca jest konieczna do prawidłowego funkcjonowania domu w ciągu całego dnia. Podsumowując, mikroinstalacje fotowoltaiczne mogą już dzisiaj być opłacalne w Polsce bez systemu dotacji, pod warunkiem zastosowania ich w dużych domach jednorodzinnych o ponadprzeciętnym zużyciu energii elektrycznej. Ten trend będzie się umacniał i przesunął w stronę coraz mniejszych gospodarstw wraz z rozwojem technologii PV sprzyjającej obniżaniu kosztów inwestycyjnych na jednostkę wyprodukowanej energii, połączonej ze wzrostem cen energii elektrycznej dla gospodarstw domowych na rynku, w długim okresie.

Słowa kluczowe: fotowoltaika, parytet sieciowy, energia odnawialna, zrównoważony rozwój, prosument.

Summary: For the last couple of years it has been time of dynamic growth of renewable energy in the global market, and photovoltaics in particular. This development is fueled by the extraordinary plummet of PV production costs, increasing economies of scale and the introduction of support systems for renewable energy sources in many countries worldwide. Poland in the light of PV world market is still at the beginning of the development path mostly due to low nominal prices of electricity. Current efficiency of PV panels and their prices, coupled with the new renewable energy act in Poland, let the energy consumers (prosumers) unprecedentedly and economically produce electricity for their own purposes without subsidies, under certain conditions (so called *grid parity*). The goal of the paper is to measure the levels of profitability of the PV power plant with 5 kW capacity for residential customers in Poland (households in C11 and C12 tariffs) in thirty three largest electricity distribution regions. The paper answers the question, where and under which conditions in Poland the production of electricity from PV is economically viable, provided that all the energy is used for the own consumption of customers. The methodology of the work is based on the standard model of cash flow for an investment project for building a PV installation, where revenues are avoided costs of purchase and distribution of electricity, thanks to 100% electricity production from PV for the own purposes of the customer. As costs in turn the insurance of the PV and operation and maintenance were assumed. Profitability of PV is expressed as the internal rate of return IRR. Based on the calculation, the conclusion has been formulated that investing 1 440 PLN/kW of PV CAPEX (capital expenditures), most of the electricity regions benefit from profitable 5 kW PV investments, provided that all the electricity produced in PV is used for own purposes of the customer. Best IRRs appear in lubelski region, with 9,8% IRR and distribution system operator (DSO) of ENERGA at G12 tariff – 8-9% IRR. The only region with low profitability turned out to be DSO RWE Polska in Warsaw city, with IRR

values not higher than 6%. Not sufficient values of IRR show up as well at G11 tariff for DSO Enea, for Gliwice region at DSO Tauron and for Łódź city at DSO PGE. The only one difficult condition to meet for a customer is a necessity to consume all the energy from PV for its own purposes. It is a tough task taking into account an average household energy consumption due to the fact that in most cases the consumption is relatively low during the day period. Thus, in sake of optimization, there is a need to choose such households which consumption profile suits best to the production profile of PV (or there is a need to lower the PV capacity to 2-3 kW, so that PV would produce all the energy for own purposes of the owner). In order for meeting this requirement, large houses will be taken into account, with above average consumption of electricity, possessing many household appliances, which work is necessary to properly run a household during the day. To sum up, PV micro installations may be profitable already today without a subsidy system, provided that they are installed in large houses with above average electricity consumption. This tendency is going to be strengthened over time also for average houses, together with improving PV technology. This in turn will cause capital expenditures' decrease for unit installed, together with rising electricity costs for households in long term perspective on the market.

Keywords: photovoltaics, grid parity, renewable energy, sustainable development, prosumer.

1. Wstęp – tendencje na rynku energii elektrycznej

Potrzeby człowieka są nieograniczone. Energia elektryczna umożliwia zaspokajanie ważnej części z nich – m.in. bezpieczeństwa, transportu, wymiany informacji, komfortu. Istnieje wiele źródeł energii pierwotnej, które człowiek zdołał do tej pory wykorzystać na swoje potrzeby. Jednak tylko część z nich ma charakter zrównoważony. Energia elektryczna pochodząca z węgla i gazu znana jest od ponad stu lat. Energia jądrowa ma już nieco krótszą historię, choć także liczoną w dziesiątkach lat. Wymienione nośniki energii stanowią dzisiaj główne źródło energii elektrycznej na świecie. Czy jednak będą one także w przyszłości główną odpowiedzią na potrzeby energetyczne społeczeństw? Czy nie zostaną zastąpione innymi, bardziej „inteligentnymi”¹ i efektywnymi źródłami energii?

W polskiej elektroenergetyce pojęcie „ekologia” przez wiele lat odsuwane było na dalszy plan. Nie istniało pojęcie wartości rynkowej czystego środowiska. Nie oceniano wpływu zanieczyszczenia powietrza na dobrobyt czy jakość życia społeczeństwa. Dziś istnieje już polski rynek świadectw pochodzenia OZE, mechanizm białych certyfikatów zachęcający do oszczędzania energii i europejski rynek emisji CO₂. Powyższe rynki na zasadzie gry popytu i podaży przybliżają odpowiednio wartość energii ze źródeł odnawialnych, jednostki zaoszczędzonej energii i wartość tony dwutlenku węgla. Mechanizmy te nie są doskonałe, lecz aproksymują wartość, jaką ludzie skłonni są zapłacić za posiadanie czystszej powietrza lub mniejszej ilości innych zanieczyszczeń.

¹ Użyte jako odpowiednik angielskiego słowa *smart*.

Pierwszym mechanizmem w Polsce promującym podejście ekologiczne w energetyce był wprowadzony w 2005 roku na mocy Ustawy prawo energetyczne oraz wielu rozporządzeń system zbywalnych świadectw pochodzenia, tzw. zielonych certyfikatów [Rozporządzenie Ministra Gospodarki...]. Do ich otrzymania uprawnieni są producenci energii odnawialnej, niezależnie od rodzaju źródła, proporcjonalnie do ilości wyprodukowanej energii z OZE. Certyfikaty są przedmiotem obrotu na Towarowej Giełdzie Energii, a ich cena kształtowana jest za pomocą mechanizmów rynkowych. Obowiązek zakupu świadectw mają wszyscy sprzedawcy energii elektrycznej oraz jej producenci sprzedający energię do klientów końcowych. System wsparcia OZE obowiązujący przez ostatnie dziewięć lat w dużej mierze sprawdził się – dzięki niemu powstały głównie elektrownie wiatrowe (3082 MW do września 2013²) i instalacje spalania biomasy (9,5 TWh w 2012³), w tym instalacje dedykowane, które w znacznym stopniu przyczyniły się do spełnienia wymagań Unii Europejskiej w zakresie udziału OZE w krajowej konsumpcji energii.

Drugim rodzajem wspierania ekologicznego podejścia w energetyce jest oszczędność w konsumpcji energii elektrycznej wyrażona poprzez tzw. białe certyfikaty. Od 15 kwietnia 2011 roku obowiązuje w Polsce Ustawa o efektywności energetycznej⁴, której celem jest realizacja efektu oszczędzania energii poprzez mechanizm zbywalnych praw majątkowych („białych certyfikatów”), zgodnie z filozofią, iż najtańsza energia to ta, której uda się nie zużyć, jednocześnie nie obniżając ogólnego dobrobytu konsumentów. Niestety, system, mocno zawiły w swoim funkcjonowaniu, nie sprzyja efektywności oszczędzania. Pierwszy przetarg został rozstrzygnięty w sierpniu 2013 roku, po ponad dwóch latach od momentu wejścia w życie ustawy. Wartość świadectw pochodzenia wyniosła w przeliczeniu ok. 6 400 GWh (550 tys. toe – *tons of oil equivalent*⁵), z czego większość ofert pozyskana była poprzez zwiększanie oszczędności energii elektrycznej u odbiorców końcowych. Od listopada 2013 roku białe certyfikaty są elementem obrotu na Towarowej Giełdzie Energii (TGE). Proces oszczędzania energii trudno jest umieścić w ścisłych ramach regulacji. Wydaje się więc, iż konsumenci nie widzą jeszcze dziś dostatecznych bodźców do oszczędzania energii z powodu za niskiej jej wartości (ceny).

Trzecim ekologicznym aspektem rynku energii jest rynek uprawnień do emisji CO₂ i innych gazów cieplarnianych (N₂O oraz perfluorowęglowodórów) – *European Trading System* (EU ETS). Ma on na celu urynkowienie emisji ww. gazów, a tym samym próbę wyceny zanieczyszczenia środowiska. W 2013 roku rozpoczęła się III faza systemu EU ETS na lata 2013-2020 [Komisja Europejska 2014]. Przeniesiono uprawnienia z fazy II, co spowodowało nadpodaż uprawnień i w konsekwencji spadek ich ceny do poziomu ok. 5 EUR/tCO₂ pod koniec 2013 roku. Dla porównania –

² URE, 2013.

³ Instytut Energii Odnawialnej, 2013.

⁴ Zob. [Ustawa z dnia 15 kwietnia 2011 r.].

⁵ Międzynarodowa Agencja Energetyczna (IEA) i OECD określają 1 toe jako 11,63 MWh i 41,868 GJ.

w poprzednich fazach funkcjonowania systemu (I i II) ceny mocno się wahały, osiągając poziom nawet 30 EUR/tCO₂ w 2006 roku, spadając do ok. 15 EUR/tCO₂ w 2010 roku. Przez kilka kolejnych lat zauważalny był wyraźny trend spadkowy cen uprawnień do emisji, co nie sprzyja założeniom polityki energetycznej Unii Europejskiej. Cena emisji miała bowiem być na takim poziomie, który stałby się bodźcem do rezygnowania z energetyki węglowej na rzecz czystych technologii odnawialnych. Komisja Europejska w 2012 roku czyniła starania w celu zwiększeniu cen emisji CO₂ poprzez stosowanie zabiegu o nazwie *backloading*, czyli przesunięcia części darmowych limitów emisji z lat 2013-2015 na lata 2019-2020. Działania te zmniejszyły w pewnym stopniu podaż limitów emisji i przez to podniosły cenę jednostkową tony CO₂. Od pierwszego kwartału 2013 do pierwszego kwartału 2014 roku ceny uprawnień do emisji wzrosły z ok. 3 EUR/tCO₂ do ok. 7 EUR/t CO₂. Nowa polityka klimatyczna Unii Europejskiej do roku 2030 zakłada ustabilizowanie limitów cen emisji oraz taką regulację rynku, która pozwoli na podwyższenie ich cen. Planowane jest wprowadzenie celu 40-procentowego redukcji emisji CO₂ w 2030 roku w porównaniu z rokiem 1990.

W Polsce większość energii elektrycznej wciąż pochodzi z węgla kamiennego i brunatnego. Jednocześnie znaczną procentową dynamikę wzrostu można odnotować przy energii odnawialnej, która w 2012 roku osiągnęła poziom 9 TWh, a w 2013 roku – 12,6 TWh. W tym kontekście udział fotowoltaiki w rynku energii elektrycznej jest na bardzo niskim poziomie. Moc zainstalowana PV w Polsce w 2013 roku wynosiła ok. 4 MW [Observ'ER Barometer 2014, s. 5]. Dla porównania, w kraju o podobnym poziomie nasłonecznienia – w Niemczech – obecna moc zainstalowana PV to ponad 36 tys. MW w 2013 roku [Observ'ER Barometer 2014]. Ta ogromna dysproporcja spowodowana jest korzystnym systemem wsparcia PV dla gospodarstw domowych w postaci cen gwarantowanych *feed-in tariff* oraz przeszło dwukrotnie wyższym niż w Polsce cen energii elektrycznej w sieci.

Konserwatywną prognozę zużycia energii finalnej przedstawia *Krajowy plan działań w zakresie energii ze źródeł odnawialnych* [Ministerstwo Gospodarki 2010] w ramach Polityki Energetycznej Polski do 2030 roku. Zapotrzebowanie na energię finalną z odnawialnych źródeł energii ma wzrosnąć według prognozy z ok. 9 TWh w 2015 roku do ok. 15 TWh w roku 2030. Daje to średnio ok. 400 GWh rocznego przyrostu mocy z OZE. Patrząc na rodzaje energii odnawialnej, można zauważyć, że zdecydowanym liderem jest energia z biomasy stałej wykorzystywana na cele cieplne (50 TWh w 2006 roku i planowany wzrost do ponad 79 TWh w 2030 roku). Rola energii fotowoltaicznej w tym ujęciu jest zupełnie marginalna – tylko 1 GWh w 2020 roku i 24 GWh w 2030 roku. Mimo konserwatywnych prognoz instytucji państwowych, istnieje duże prawdopodobieństwo, że technologia ta znacznie szybciej zyska większy udział w rynku. Może się do tego przyczynić m.in. rządowy program wsparcia dla fotowoltaiki i innych źródeł rozproszonej energii odnawialnej pod nazwą „Prosument”. Został on uruchomiony w 2014 roku przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, a realnie zacząć obowiązywać na większą skalę

w latach 2015 i 2016. Beneficjentami programu mogą być osoby prywatne, spółdzielnie i wspólnoty mieszkaniowe. „Prosument” daje możliwość dofinansowania inwestycji m.in. w źródło fotowoltaiczne do mocy 40 kW na poziomie 40% dotacji oraz preferencyjnego kredytu na pozostałe 60% inwestycji [Krajowa Agencja Poszanowania Energii 2014]. Jest to bardzo duże wsparcie dla potencjalnych inwestorów, którzy zdecydowaliby się zużyć całą energię elektryczną na potrzeby własne gospodarstwa domowego, spółdzielni czy wspólnoty. Program ten daje szansę na podkreślenie nie tylko ekonomicznego aspektu energii elektrycznej pochodzącej ze słońca, ale także wymiaru **społecznego i ekologicznego** wymienionej inwestycji. Dzięki takiej konstrukcji finansowej energia ze słońca staje się narzędziem oszczędzania dla wielu gospodarstw domowych. Warto podkreślić, iż wydatki na energię elektryczną w gospodarstwach domowych w Polsce, biorąc pod uwagę siłę nabywczą pieniądza, są realnie na wysokim poziomie. Przykładowo cena energii elektrycznej dla małych i średnich gospodarstw domowych wyniosła w 2014 roku w Polsce 0,14 EURO/kWh [Eurostat 2014] (0,62 PLN/kWh według GUS dla wszystkich gospodarstw domowych w roku 2013) [Główny Urząd Statystyczny 2014, s. 110]. Natomiast ta sama cena w Niemczech to 0,29 EURO/kWh [Eurostat 2014]. Biorąc jednak pod uwagę prawie czterokrotnie większą siłę nabywczą pieniądza u zachodnich sąsiadów, można zauważyć, że realny koszt dla gospodarstwa domowego za energię elektryczną jest prawie dwukrotnie wyższy. Sytuacja ta występuje pomimo ogromnego nakładu, jaki ponoszony jest w cenie energii w Niemczech na energię odnawialną w postaci *feed-in tariffs*.

Podsumowując, inwestycja w PV może stać się w pełni ekonomiczną i ekologiczną inwestycją. Zastosowana na szerszą skalę, przyczyni się do obniżenia emisji szkodliwych gazów do atmosfery oraz do zrównoważonego rozwoju gospodarki.

2. Opłacalność fotowoltaiki na zasadach rynkowych

Niniejsza analiza jest próbą odpowiedzi na następujące pytanie: **gdzie i przy jakich warunkach brzegowych w Polsce istnieje już dziś uzasadnienie ekonomiczne budowy elektrowni fotowoltaicznych produkujących energię na potrzeby własne. Innymi słowy – czy występuje tzw. parytet sieciowy (*grid parity*)**. Chodzi o sytuację, kiedy energia wyprodukowana na potrzeby własne, z uwzględnieniem kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych PV, jest nie droższa niż energia kupowana na rynku z sieci energetycznej. Analiza została przeprowadzona przy założeniu, iż cała produkcja energii elektrycznej z PV zużywana jest na potrzeby własne inwestora i przy braku systemów wsparcia. Wyniki modelu mogą posłużyć gospodarstwom domowym jako podstawa do podjęcia decyzji biznesowych co do budowy mikroinstalacji fotowoltaicznych w Polsce o mocy 5 kW.

Analiza opłacalności PV na potrzeby własne gospodarstwa domowego

Analiza opłacalności instalacji fotowoltaicznej została wykonana w oparciu o model przepływów pieniężnych dla klasycznego projektu inwestycyjnego. Założono, iż instalacja fotowoltaiczna jest inwestycją w środek trwały, który przynosi inwestorowi realne przychody w każdym dniu trwania inwestycji przez co najmniej 25 lat. Finalnym wynikiem analizy jest zestawienie opłacalności inwestycji w instalację fotowoltaiczną, wyrażonych jako wewnętrzne stopy zwrotu (IRR). Wyniki modelu opłacalności instalacji fotowoltaicznej określają jej opłacalność dla każdego z 33 obszarów energetycznych w Polsce dla gospodarstw domowych w dwóch taryfach: G11 i G12 – **łącznie 66 wariantów stóp zwrotu IRR**.

Model kalkulacji każdej ze stóp zwrotu IRR bazuje na klasycznym modelu opłacalności inwestycji. Wynikiem zdyskontowania przepływów przychodów, kosztów, przy założeniu średniego ważonego kosztu kapitału na poziomie 6%, jest jedna wartość: wewnętrzna stopa zwrotu (IRR – *internal rate of return*). W celu obliczenia stóp opłacalności przyjęto poniższe założenia:

1. Przychody jako uniknięte koszty brutto opłat sieciowych, kosztów energii elektrycznej (oraz z nią związanych), która nie została zużyta na skutek zastąpienia jej przez energię pochodzącą z PV, a także unikniętego podatku VAT 23% od energii elektrycznej.

2. Brak świadectw pochodzenia, jako że gospodarstwo domowe nie posiada koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej z mikroinstalacji.

3. Koszty inwestycyjne CAPEX⁶ jako kwoty brutto.

4. Koszty operacyjne instalacji:

a) **Operation & Maintenance – O&M** – na poziomie 0,5% CAPEX (ok. 140 PLN na rok). Jest to wartość kosztów obejmująca głównie usługę mycia paneli, a jednocześnie zakładająca, że instalacja jest z definicji bezobsługowa (podobnie jak dobrze wykonana instalacja elektryczna)⁷,

b) **ubezpieczenie PV** – 0,5% CAPEX (ok. 140 PLN rocznie)⁸⁷,

c) założono **brak kosztów wynajmu dachu** i podatku od instalacji fotowoltaicznej, jako że inwestor jest jednocześnie właścicielem nieruchomości bądź posiada prawo do dysponowania nią,

d) założono **dodatkowe koszty wymiany inwertera** po 10 i 20 latach działania instalacji, zgodnie ze standardową żywotnością inwerterów. To założenie jest ostrożne i konserwatywne. Istnieje duże prawdopodobieństwo, iż w perspektywie kilku lat powstaną bardziej zaawansowane inwertery, których wymiana nie będzie konieczna. W rzeczywistości więc wymiana nastąpi raz, po 10 latach pracy systemu.

Wzór przychodów dla gospodarstw domowych, a także pełna lista kosztów unikniętych są przedstawione poniżej, zgodnie ze wzorem zdyskontowanych przepływów pieniężnych (*discounted cash flow* – DCF).

⁶ *Capital expenditures* – nakłady inwestycyjne

⁷ Szacunek na podstawie danych rynkowych.

⁸ Szacunek na podstawie danych rynkowych.

**OPIS WZORU ZDYSKONTOWANYCH PRZEPLYWÓW PIENIĘŻNYCH PV –
dla gospodarstw domowych**

$$DCF = \sum_{i=1}^n \frac{((S_{zi} + Sji + Eei + Rbi + Po_i + Ai + Mi) \times Zi) - ((OMi + Ti + Ui + Wi) \times C)}{(1+r)^i}$$

gdzie każdego roku i :

PRZYCHODY

P - PRZYCHODY Z PRODUKCJI ENERGII Z PV	[PLN]
S_z - SKŁADNIK ZMIENNY STAWKI SIECIOWEJ	[PLN/MWh]
Z - ILOŚĆ ENERGII WYPRODUKOWANA PRZEZ PV	[MWh]
S_i - STAWKA JAKOŚCIOWA ENERGII ZUŻYTEJ	[PLN/MWh]
E_e - energia elektryczna wyprodukowana przez PV	[PLN/MWh]
R_b - opłata za rynek bilansujący	[PLN/MWh]
P_o - uniknięty podatek VAT	[PLN/MWh]
A - akcyza	[PLN/MWh]
M - marża sprzedawcy energii elektrycznej	[PLN/MWh]

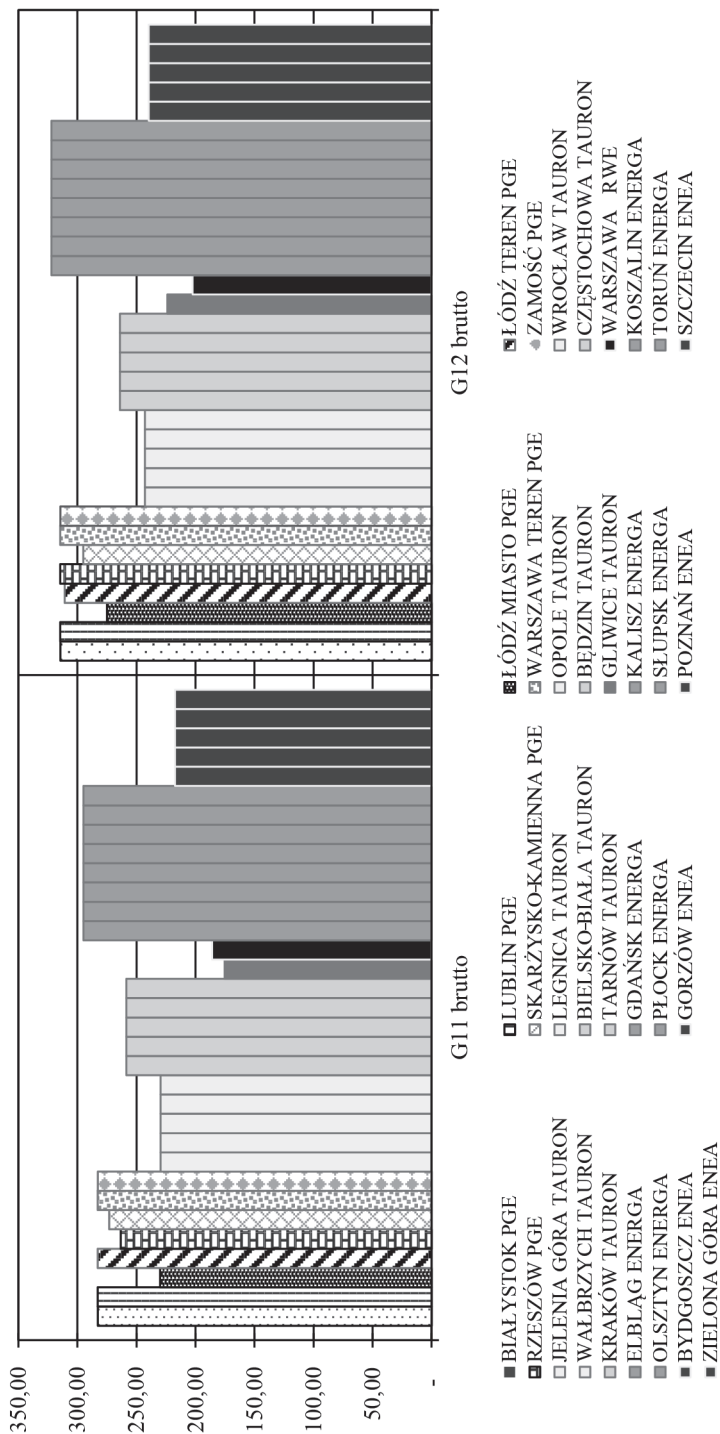
KOSZTY

OM - koszty O&M - utrzymania i eksploatacji - na jednostkę	[PLN/kW]
T - koszty podatku od instalacji - na jednostkę mocy	[PLN/kW]
U - koszty ubezpieczenia instalacji PV - na jednostkę mocy	[PLN/kW]
W - koszty wynajmu dachu pod PV - na jednostkę mocy	[PLN/kW]
C - moc PV	[kW]
n - lata działania instalacji (25 lat)	lata

Wszystkie składniki przychodowe ww. wzorów traktowane są jako uniknięte koszty, czyli przychody dla Inwestora.

Źródło: opracowanie własne na podstawie taryf za dystrybucję energii elektrycznej operatorów sieci dystrybucyjnych oraz płatności dla spółek sprzedażowych energii elektrycznej.

Czynnikami decydującymi o poziomie opłacalności inwestycji PV przez gospodarstwa domowe są poziom **cen energii elektrycznej** oraz **ceny dystrybucji energii elektrycznej**. Obie wyżej wymienione wielkości przedstawiono na rys. 1. Wykres przedstawia sumę sieciowych kosztów zmiennych możliwych do uniknięcia dla gospodarstw domowych przy produkcji energii elektrycznej na potrzeby własne z fotowoltaiki. Bardzo istotnym czynnikiem jest tutaj fakt, iż koszty stałe opłaty sieciowej, tj. zgodnie z taryfami dla dystrybucji energii elektrycznej, **stawka stała** oraz **stawka abonamentowa**, stanowią koszt dla inwestora, którego nie może on uniknąć pomimo zużycia całej energii z PV na potrzeby własne. Brak możliwości ich uniknięcia spowodowany jest koniecznością ponoszenia przez inwestora kosztów utrzymania sieci, jako że korzysta on z niej, kupując energię elektryczną i posiadając pewną określoną moc przyłączeniową, która umożliwia pobieranie energii elektrycznej do pewnego ustalonego poziomu w dowolnym czasie. Im większa moc przyłączeniowa (wyrażona w kW), tym większa opłata stała, ale jednocześnie też większa potencjalna moc PV, a tym samym większa produkcja energii elektrycznej z PV.



Rys. 1. Suma sieciowych kosztów zmiennych możliwych do uniknięcia przy produkcji energii elektrycznej z PV na potrzeby własne dla gospodarstwa domowego (każda z wartości przedstawia sumę stawki jakościowej oraz składnika zmiennego stawki sieciowej dla PV o mocy 5 kW [PLN/MWh])

Źródło: opracowanie własne na podstawie taryf głównych operatorów systemów dystrybucyjnych za rok 2013.

Tabela 1 określa średnie uniknięte koszty energii elektrycznej brutto zakupionej z sieci dla gospodarstw domowych. Wartości przedstawione w tab. 1 to stawki taryfowe dla gospodarstw domowych według taryf poszczególnych sprzedawców energii elektrycznej (PGE, Tauron, RWE Polska, Enea oraz Energa). Taryfy dla gospodarstw domowych zatwierdzone są rokrocznie przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Jedynym wyjątkiem jest RWE Polska, które nie przedstawia taryf grupy

Tabela 1. Średnia cena energii elektrycznej brutto dla gospodarstw domowych w poszczególnych taryfach

REGIONY ENERGETYCZNE	FIRMA	TARYFA G11 brutto	TARYFA G12 brutto
BIAŁYSTOK	PGE	312,3	350,1
LUBLIN	PGE	312,3	430,7
ŁÓDŹ MIASTO	PGE	312,3	377,2
ŁÓDŹ TEREN	PGE	312,3	366,7
RZESZÓW	PGE	312,3	312,3
SKARŻYSKO-KAMIENNA	PGE	312,3	355,0
WARSZAWA TEREN	PGE	312,3	350,1
ZAMOŚĆ	PGE	312,3	350,1
JELEŃ GÓRA	TAURON	313,3	385,5
LEGNICA	TAURON	313,3	385,5
OPOLE	TAURON	313,3	385,5
WROCŁAW	TAURON	313,3	385,5
WAŁBRZYCH	TAURON	313,3	385,5
BIELSKO-BIAŁA	TAURON	313,3	385,5
BĘDZIN	TAURON	313,3	385,5
CZĘSTOCHOWA	TAURON	313,3	385,5
KRAKÓW	TAURON	313,3	385,5
TARNÓW	TAURON	313,3	385,5
GLIWICE	TAURON	313,3	385,5
WARSZAWA	RWE	339,7	360,1
ELBLĄG	ENERGA	313,3	362,5
GDAŃSK	ENERGA	313,3	362,5
KALISZ	ENERGA	313,3	362,5
KOSZALIN	ENERGA	313,3	362,5
OLSZTYN	ENERGA	313,3	362,5
PŁOCK	ENERGA	313,3	362,5
SŁUPSK	ENERGA	313,3	362,5
TORUŃ	ENERGA	313,3	362,5
BYDGOSZCZ	ENEA	313,3	392,1
GORZÓW	ENEA	313,3	392,1
POZNAŃ	ENEA	313,3	392,1
SZCZECIN	ENEA	313,3	392,1
ZIELONA GÓRA	ENEA	313,3	392,1

Źródło: na podstawie taryfy sprzedawców energii elektrycznej dla grupy G w umowach kompleksowych za 2013 rok (PGE, TAURON, ENERGA, ENEA) oraz według kalkulatora cen URE dla taryf RWE Polska, dostępnego na stronie ure.gov.pl.

G do zatwierdzenia URE⁹. Poniższe zestawienie w tab. 1 wyraźnie pokazuje zróżnicowanie taryf dla energii elektrycznej w rozbiciu na taryfy G11 i G12. Uniknięte koszty energii elektrycznej są wyraźnie niższe w taryfie G11. Spowodowane jest to faktem rozróżnienia cen energii dla stawki całodzienniej G11 (niższa cena energii) i stawek nocnej i dziennej G12 (wyższa cena energii w dzień i niższa w nocy). Dla tej ostatniej opłacalność PV jest większa, ponieważ instalacja PV, pracując w dzień, produkuje bardziej wartościową energię na potrzeby własne, której inwestor nie musi kupić z sieci. Wartości megawatogodziny w taryfie G11 wahają się od 312,3 PLN/MWh do 339 PLN/MWh, w taryfie G12 natomiast – od 312,3 PLN/MWh do aż 430,7 PLN/MWh.

Do kalkulacji modelu przyjęto następujące **założenia makroekonomiczne**¹⁰ w przedziale czasowym od 2014 do 2038 r., zgodnie z czasem trwania inwestycji:

- kurs walutowy¹¹,
- inflację,
- wzrost cen energii elektrycznej,
- wzrost cen dystrybucji energii elektrycznej,
- wartość świadectwa pochodzenia przyznawanego za jednostkę (MWh) wyprodukowanej energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznej¹².

Wartości poszczególnych pozycji przedstawiono w tab. 2.

Tabela 2. Założenia makroekonomiczne Modelu opłacalności inwestycji w PV

ZAŁOŻENIA MAKROEKONOMICZNE		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021-2038
Kurs walutowy	PLN/EUR	4,2	4,1	4	3,9	3,8	3,8	3,8	3,8
Inflacja CPI	%	2,0%	2,0%	3,0%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
Wzrost cen energii elektrycznej	%	2,0%	2,0%	3,0%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
Wzrost cen dystrybucji	%	2,0%	2,0%	3,0%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
Świadectwo pochodzenia - zielony certyfikat	PLN/MWh	200	204	210	215	221	226	232	0

Źródło: opracowanie własne.

Kolejną grupą założeń są **założenia inwestycyjne**. Odnoszą się one do:

- kosztów inwestycyjnych **CAPEX** (*capital expenditures*) w rozbiciu na poszczególne elementy. Jest to najważniejsza zmienna wpływająca na opłacalność inwestycji PV, której spadek przewidywany jest wraz z upowszechnianiem się inwestycji PV oraz unowocześnianiem technologii. Obecną wartość **1440 EUR za kilowat brutto** (kW) mocy zainstalowanej przyjęto na podstawie danych pochodzących z rynku polskiego – informacji zebranych bezpośrednio od producentów

⁹ Dane dla tej spółki pochodzą z kalkulatora cen energii elektrycznej dostępnego na stronie ure.gov.pl.

¹⁰ Wartości poszczególnych pozycji oszacowane są według własnych przewidywań autora, w oparciu o historyczne dane z lat poprzednich i ostrożnych rynkowych prognoz ekonomicznych.

¹¹ Założenia własne na podstawie historycznych kursów walutowych w 2014 r. według NBP [*Biuletyn Informacyjny*... 2014].

¹² Prognoza na podstawie notowań świadectw pochodzenia dla odnawialnych źródeł energii na Towarowej Gieldzie Energii (październik 2014).

- PV, inwerterów, wykonawców instalacji fotowoltaicznych pod klucz na terenie Polski, a także w porównaniu z cenami na dobrze rozwiniętych rynkach holenderskim i niemieckim. Ceny usług instalacji PV w systemie *turn-key* (pod klucz) kształtują się w Holandii na poziomie ok. 1600 EUR/kW¹³ dla mocy PV 5 kW, a w Niemczech 1350 EUR/kW netto¹⁴ dla mocy do 100 kW. Największą składową kosztów inwestycji pod klucz są panele fotowoltaiczne, stanowiące niemal 50% CAPEX. Kolejną znaczącą pozycją, którą należy wziąć pod uwagę, jest koszt inwertera – ok. 17%, konstrukcji dachowej – ok. 12%. Wartość CAPEX 1440 EUR za kilowat brutto PV uznać należy za optymistyczną, ale jednocześnie realną do osiągnięcia obecnie w Polsce. Warto nadmienić, iż wraz ze wzrostem postępu technologicznego w dziedzinie fotowoltaiki, połączonego z coraz większymi korzyściami skali, następować będzie stopniowy spadek wartości CAPEX, a tym samym wzrastać będzie opłacalność produkcji energii z fotowoltaiki;
- wielkości instalacji – dla wszystkich wariantów założono **5 kW** jako optymalną niewielką instalację na potrzeby gospodarstw domowych;
 - wielkości dotacji i innego rodzaju wsparcia – brak dotacji jako podstawowy bazowy warunek niniejszej pracy, bazującej na **czystym modelu rynkowym, bez dotacji**;
 - sprawności instalacji w całym okresie jej pracy. Założono **3% spadku sprawności** w pierwszym roku pracy PV i **0,6% spadku sprawności** w każdym następnym roku. Dane te są zgodne ze specyfikacją większości wiodących producentów paneli fotowoltaicznych na świecie¹⁵.

Założenia finansowe

Założenia finansowe modelu dotyczą następujących wielkości:

- udział kapitału własnego w inwestycji – przyjęto 100%,
- udział długu – 0%,
- stopa wolna od ryzyka w Polsce – 2,5% – jako możliwa do uzyskania wartość lokaty na rynku bankowym w Polsce¹⁶,
- koszt kapitału własnego WACC (*weighted average cost of capital*) przy inwestycji wolnej od ryzyka: 6%, jako suma 2,5% stopy wolnej od ryzyka oraz 3,5% premii za ryzyko inwestycji fotowoltaicznej¹⁷,

¹³ Oferta firmy Essent z Grupy RWE – lidera sprzedaży energii elektrycznej na rynku holenderskim. Oferta dostępna na stronie internetowej Essent: *Prijslijst Essent SpaarPaneln* <https://spaarpaneln.essent.nl/index.html?icmp=20140528SL001I> (12.09.2014).

¹⁴ Dane ze strony internetowej *Photovoltaik-guide.de*, <http://www.photovoltaik-guide.de/pv-preisindex> porównującej ceny instalacji fotowoltaicznych budowanych w systemie pod klucz w Niemczech, według ankiet developerów PV, dane za sierpień 2014 (16.09.2014).

¹⁵ Katalog produktowy jednej z firm produkujących panele fotowoltaiczne – firma Upsolar, 2013 r.

¹⁶ Średnie oprocentowanie umów depozytowych w Polsce w PLN dla przedsiębiorstw i gospodarstw domowych: [*Biuletyn Informacyjny*... 2014, wykres 2.2, s. 13].

¹⁷ Założenie własne na podstawie analiz rynkowych.

- amortyzacja inwestycji PV: 25 lat¹⁸. Dla uproszczenia założono, że instalacja PV po 25 latach będzie w pełni zamortyzowaną jednostką wytwórczą, z wartością rezydualną równą 0 PLN. Założenie to jest bardzo ostrożnym podejściem do modelu opłacalności. Z definicji bowiem PV po 25 latach pracy powinno wciąż produkować energię elektryczną ze sprawnością paneli poniżej 80%. Ten fakt podnosi obecną wartość inwestycji. W rzeczywistości więc inwestor, zgodnie z dzisiejszymi zapewnieniami producentów PV, będzie mógł wciąż produkować energię. Jednak z powodu niemożliwości sprawdzenia takiego scenariusza w rzeczywistości w modelu założono brak produkcji energii po 25 latach, czyniąc jednocześnie model bardziej konserwatywnym, z potencjalną korzyścią dla inwestora.

Założenia dotyczące nasłonecznienia

Istotnym założeniem determinującym opłacalność inwestycji w instalację fotowoltaiczną jest poziom nasłonecznienia na terenie Polski wyrażony w kWh/m². Każdy region kraju ma inne warunki, takie jak zachmurzenie, ukształtowanie terenu, szerokość i długość geograficzna. Zestawienie wartości nasłonecznienia w rozbiciu na regiony energetyczne przedstawiono w tab. 3. Ponieważ Polska jest krajem o względnie niewielkiej rozpiętości równoleżnikowej i południkowej, różnice w nasłonecznieniu nie są duże. Na potrzeby niniejszej pracy posłużono się opracowaniem naukowym Komisji Europejskiej na temat możliwych do uzyskania wartości natężenia promieniowania słonecznego dla instalacji fotowoltaicznej w Polsce [*Global irradiation...* 2010]. W analizie założono współczynnik produktywności instalacji PV na poziomie 80% (w porównaniu z 75% założonymi przez autorów wspomnianego opracowania) ze względu na postęp technologiczny, jaki dokonał się przez ostatnie pięć lat.

Tabela 3. Nasłonecznienie w poszczególnych rejonach energetycznych oraz oszacowane pełne godziny pracy (*full load hours*) instalacji fotowoltaicznej w roku

Lp.	Regiony energetyczne	Firma - Region	Wartość [pełne godziny pracy PV w roku]	Nasłonecznienie [kWh/m ²]
1	2	3	4	5
1	Białystok	PGE	880	1100
2	Lublin	PGE	880	1100
3	Łódź miasto	PGE	832	1000
4	Łódź teren	PGE	832	1000
5	Rzeszów	PGE	919	1150

¹⁸ Na podstawie Katalogu produktowego firmy produkującej panele fotowoltaiczne Upsolar *Photovoltaic Modules by Upsolar 2013*, s. 16.

Tabela 3, cd.

1	2	3	4	5
6	Skarżysko-Kamienna	PGE	853	1050
7	Warszawa Teren	PGE	853	1050
8	Zamość	PGE	832	1000
9	Jelenia Góra	TAURON	832	1000
10	Legnica	TAURON	853	1050
11	Opole	TAURON	880	1100
12	Wrocław	TAURON	880	1100
13	Wałbrzych	TAURON	832	1000
14	Bielsko-Biała	TAURON	832	1000
15	Będzin	TAURON	832	1000
16	Częstochowa	TAURON	853	1050
17	Kraków	TAURON	853	1050
18	Tarnów	TAURON	880	1100
19	Gliwice	TAURON	853	1050
20	Warszawa	RWE	853	1050
21	Elbląg	ENERGA	919	1150
22	Gdańsk	ENERGA	919	1150
23	Kalisz	ENERGA	880	1100
24	Koszalin	ENERGA	919	1150
25	Olsztyn	ENERGA	880	1100
26	Płock	ENERGA	853	1050
27	Słupsk	ENERGA	880	1100
28	Toruń	ENERGA	832	1000
29	Bydgoszcz	ENEA	832	1000
30	Gorzów	ENEA	853	1050
31	Poznań	ENEA	853	1050
32	Szczecin	ENEA	880	1100
33	Zielona Góra	ENEA	853	1050

Źródło: opracowane na podstawie: [Global irradiation... 2010].

3. Wyniki analizy

W oparciu o powyższe założenia **poziom *grid parity* zostaje osiągnięty, jeśli stopa zwrotu z inwestycji (IRR) jest mniejsza lub równa średniemu ważonemu kosztowi kapitału (WACC) przyjętemu w modelu na poziomie 6%.**

Najkorzystniejszym rejonem inwestycji dla gospodarstw domowych jest obszar **OSD Energa**, w którym w taryfie G11 opłacalność kształtuje się w przedziale od **6,8%** w okręgu **toruńskim** do **7,4%** w okręgu **elbląskim, koszalińskim i gdańskim**. Natomiast w taryfie G12 w tych samych rejonach wartości IRR znajdują się odpowiednio w przedziale od **8,2%** do **8,9%**. Podobnie do OSD Energa, także OSD PGE ma bardzo dobre warunki do realizowania inwestycji fotowoltaicznych. Na

tym obszarze znajduje się najlepszy rejon – okręg lubelski, gdzie IRR wynosi **6,9%** dla taryfy **G11** i aż **9,8%** dla **G12**. Najsłabszym okręgiem okazuje się **Łódź Miasto** – ze względu na dużą gęstość energetycznej sieci kablowej, a co za tym idzie – niższe koszty dystrybucji, których uniknięcie da inwestorowi niższe przychody. Występują tutaj opłacalności na poziomie od **4,3%** w taryfie **G11** do **6,4%** w **G12**. Pozo-

Tabela 4. Opłacalności instalacji fotowoltaicznej dla gospodarstw domowych produkującej energię elektryczną na potrzeby własne ze źródła PV o mocy 5 kW

Regiony energetyczne	G11	G12	Firma/ Taryfa
Białystok	6,9%	8,2%	PGE
Lublin	6,9%	9,8%	PGE
Łódź Miasto	5,4%	7,6%	PGE
Łódź Teren	6,5%	8,1%	PGE
Rzeszów	6,8%	7,8%	PGE
Skarżysko-Kamienna	6,5%	7,7%	PGE
Warszawa Teren	6,7%	8,0%	PGE
Zamość	6,5%	7,8%	PGE
Jelenia Góra	5,5%	7,2%	TAURON
Legnica	5,6%	7,3%	TAURON
Opole	5,8%	7,6%	TAURON
Wrocław	5,8%	7,6%	TAURON
Wałbrzych	5,5%	7,2%	TAURON
Bielsko-Biała	6,0%	7,6%	TAURON
Będzin	6,0%	7,6%	TAURON
Częstochowa	6,2%	7,7%	TAURON
Kraków	6,2%	7,7%	TAURON
Tarnów	6,4%	8,0%	TAURON
Gliwice	4,5%	7,0%	TAURON
Warszawa	5,3%	6,0%	RWE
Elbląg	7,4%	8,9%	ENERGA
Gdańsk	7,4%	8,9%	ENERGA
Kalisz	7,1%	8,6%	ENERGA
Koszalin	7,4%	8,9%	ENERGA
Olsztyn	7,1%	8,6%	ENERGA
Płock	6,9%	8,4%	ENERGA
Słupsk	7,1%	8,6%	ENERGA
Toruń	6,8%	8,2%	ENERGA
Bydgoszcz	5,2%	7,2%	ENEA
Gorzów	5,4%	7,4%	ENEA
Poznań	5,4%	7,4%	ENEA
Szczecin	5,6%	7,6%	ENEA
Zielona Góra	5,4%	7,4%	ENEA

Źródło: opracowanie własne.

stałe wartości na terenie OSD PGE oscylują pomiędzy **5 a 6% IRR** dla taryfy **G11** i **6-7% IRR dla taryfy G12**. Dla okręgów OSD Tauron i Enea wartości IRR są podobne i pozostają ponad wymagany koszt kapitału 6%, tj. między **5 a 6%** w taryfie **G11** i **6-7%** w taryfie **G12**. Pozytywnym wyjątkiem jest tutaj obszar **tarnowski**, gdzie IRR w **G12** wynosi **8%**. Najgorszym okręgiem do inwestycji w PV jest **OSD RWE Polska**, gdzie IRR waha się od **5,3 do 6%**.

Tabela 4 przedstawia zestawienie poszczególnych stóp opłacalności PV dla 33 regionów energetycznych i 2 grup taryfowych G11 i G12.

4. Wnioski

W znakomitej większości przypadków nakłady inwestycyjne na poziomie 1440 EUR/kW i produkcji energii w 100% na potrzeby własne umożliwiają opłacalne realizowanie inwestycji w PV w gospodarstwach domowych na terenie Polski pod warunkiem konsumpcji energii elektrycznej z PV **w 100% na potrzeby własne**. Najlepszym wynikiem charakteryzuje się okręg **lubelski (9,8% IRR)** i **OSD ENERGA** w taryfie G12 (**IRR 8-9%**). Jedynym okręgiem w całości nieopłacalnym jest obszar OSD RWE Polska w Warszawie, z wartościami nieprzekraczającymi 6% IRR. Niskie wartości IRR występują także w taryfie G11 dla OSD Enea, dla rejonu gliwickiego w OSD Tauron oraz Łódź Miasto w OSD PGE. Powyższa analiza pokazuje, że gospodarstwa domowe już dziś mogą w części opłacalnie produkować energię na potrzeby własne w wybranych regionach w Polsce. Jedynym warunkiem trudnym do spełnienia dla gospodarstwa domowego jest konieczność zużycia całej energii elektrycznej na potrzeby własne. Jest to wyzwanie w warunkach domowych, ponieważ w pewnej części gospodarstw nie występuje znaczna konsumpcja energii elektrycznej w dzień. Dlatego w celu optymalizacji inwestycji zachodzi konieczność wyboru takich gospodarstw domowych, których profil zużycia energii elektrycznej jest najbardziej zbliżony do profilu produkcji energii ze źródła fotowoltaicznego (lub też konieczność obniżenia mocy PV do 2-3 kW, tak aby w całości PV produkowało energię na potrzeby własne). Będą to najczęściej duże domy jednorodzinne z większym niż przeciętne zużyciem energii elektrycznej, posiadające wiele urządzeń domowych, takich jak alarmy, czujniki, piece gazowe, pompy ciepła, klimatyzatory, wentylacyjny system rekuperacji czy inne urządzenia, których praca jest konieczna do prawidłowego funkcjonowania domu w ciągu całego dnia.

Podsumowując, **mikroinstalacje fotowoltaiczne mogą już dzisiaj być opłacalne w Polsce bez systemu dotacji**, pod warunkiem zastosowania ich w dużych domach jednorodzinnych o ponadprzeciętnym zużyciu energii elektrycznej. Ten trend będzie się przesuwiał w stronę coraz mniejszych gospodarstw w miarę rozwoju technologii PV sprzyjającej obniżaniu kosztów inwestycyjnych na jednostkę wyprodukowanej energii, połączonej ze wzrostem cen energii elektrycznej dla gospodarstw domowych na rynku w długim okresie.

Literatura

- Biuletyn Informacyjny Narodowego Banku Polskiego*, 2014, nr 6.
- Del Rio P., Mir-Artigues P., 2012, *Support for solar PV deployment in Spain: Some policy lessons*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, no. 16.
- Eurostat, 2014, *Electricity prices by the type of user: small and medium households* (styczeń 2015).
- Fiedor B., Czaja S., 2002, *Podstawy ekonomii środowiska i zasobów naturalnych*, Wydawnictwo C.H. Beck, Warszawa.
- Fokaides P., 2013, *Towards grid parity in insular energy systems: The case of photovoltaics (PV) in Cyprus*, Energy Policy.
- Fraunhofer Institute, 2014, *Recent Facts about Photovoltaics in Germany*.
- Główny Urząd Statystyczny, 2012, *Zużycie energii w gospodarstwach domowych w 2009 r.*, Warszawa.
- Haas R., 2013, *The looming revolution: How photovoltaics will change electricity markets in Europe fundamentally*, Energy, no. 57.
- Join Research Centre, 2010, Hu T., Pinedo-Pascua I., *Global irradiation and solar electricity potential*, European Commission.
- Komisja Europejska, 2014, *Progress towards achieving the Kyoto Protocol and EU 2020 objectives*.
- Krajowa Agencja Poszanowania Energii, Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, 2014, *Program Prosument*, <http://www.kape.gov.pl/index.php/pl/oferta-columns-4/item/203-prosument-dofinansowanie-mikroinstalacji-oze> (styczeń 2015).
- Ministerstwo Gospodarki, 2010, *Krajowy plan działań w zakresie energii ze źródeł odnawialnych*, Warszawa.
- Moro J., 2013, *Analytical model for solar PV and CSP electricity costs: Present LCOE values and their future evolution*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, no. 20.
- Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, 2012, *Generacja rozproszona w nowoczesnej polityce energetycznej – wybrane problemy i wyzwania*, Warszawa.
- Observ'ER Barometer, 2014, *Biuletyn energii odnawialnej – fotowoltaika*.
- Olson A., Jones R., 2011, *Chasing Grid Parity: Understanding the Dynamic Value of Renewable Energy*.
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 roku w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzenia danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii, DzU nr 156, poz. 999.
- RWE Polska, 2014, *Scenariusze rozwoju technologii na polskim rynku energii do 2050 roku*, Warszawa.
- Taryfy Operatorów Systemów Dystrybucyjnych: Enea, Energa, PGE, RWE Polska oraz Tauron za rok 2013.
- Taryfy sprzedawców energii elektrycznej dla grupy G w umowach kompleksowych za 2013 rok (Enea, Energa, PGE, RWE Polska, Tauron) (luty 2014).
- Towarowa Giełda Energii, prognoza notowań świadectw pochodzenia dla odnawialnych źródeł energii (październik 2014).
- Upsolar Photovoltaic Modules*, 2013, katalog produktowy firmy produkującej panele fotowoltaiczne.
- Urząd Regulacji Energetyki, kalkulator cen URE dla taryf RWE Polska, 2014, www.ure.gov.pl.
- Ustawa z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej, <http://isap.sejm.gov.pl/DetailsServlet?id=WDU20110940551>.
- Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (tekst ustalony ostatecznie po rozpatrzeniu poprawek Senatu), Warszawa 2015.
- Zielona Księga, 2013, *Ramy polityki w zakresie klimatu i energii do roku 2030*, European Commission.