



**AgEcon** SEARCH  
RESEARCH IN AGRICULTURAL & APPLIED ECONOMICS

*The World's Largest Open Access Agricultural & Applied Economics Digital Library*

**This document is discoverable and free to researchers across the globe due to the work of AgEcon Search.**

**Help ensure our sustainability.**

Give to AgEcon Search

AgEcon Search

<http://ageconsearch.umn.edu>

[aesearch@umn.edu](mailto:aesearch@umn.edu)

*Papers downloaded from **AgEcon Search** may be used for non-commercial purposes and personal study only. No other use, including posting to another Internet site, is permitted without permission from the copyright owner (not AgEcon Search), or as allowed under the provisions of Fair Use, U.S. Copyright Act, Title 17 U.S.C.*

Piotr Gradziuk\*, Barbara Gradziuk\*\*

\*Instytut Rozwoju Wsi i Rolnictwa – Polska Akademia Nauk, \*\*Uniwersytet Przyrodniczy w Lublinie

## EFEKTYWNOŚĆ EKONOMICZNA MIKROINSTALACJI FOTOWOLTAICZNYCH

### *ECONOMIC EFFICIENCY OF PHOTOVOLTAIC MICROINSTALLATIONS*

**Słowa kluczowe:** efektywność ekonomiczna, system fotowoltaiczny, odnawialne źródła energii

*Key words:* economic efficiency, photovoltaic installation, renewable energy sources

*JEL codes:* Q42, Q47

**Abstrakt.** Celem badań była ocena efektywności ekonomicznej mikroinstalacji fotowoltaicznych. Przeprowadzono je w pięciu obiektach należących do Roztoczańskiego Parku Narodowego. Przy obecnych cenach energii elektrycznej i funkcjonującym systemie wsparcia produkcji z odnawialnych źródeł, inwestycja w instalacje fotowoltaiczne ma niewielkie uzasadnienie ekonomiczne. Przewidywany okres zwrotu z inwestycji wynosił od 18 do 40 lat i tylko w dwóch obiektach był krótszy od założonego okresu eksploatacji wynoszącego 25 lat. Przedstawiono także wyniki rachunku symulacyjnego rentowności instalacji o mocy do 10 kW<sub>e</sub> przy założeniu, że energia elektryczna wytwarzana jest w systemie prosumenckim. Wówczas okres zwrotu nakładów zawierał się od 14 do 21 lat, a NPV przybierał wartości powyżej 0.

### Wstęp

Wszystkie źródła energii (z wyjątkiem energii przyływów i odpływów mórz – 85 EJ/a, które powodowane są oddziaływaniem grawitacyjnym, głównie Księżyca oraz energii wnętrza Ziemi – 672 EJ/a), biorą początek z pochłoniętego promieniowania słonecznego –  $3,93 \times 10^6$  EJ/a [Odum 1996]. Dopływająca do geobiosfery energia słoneczna umożliwia przebieg procesów hydrologicznych, biologicznych, chemicznych i fizycznych, w wyniku których przetwarzana jest na energię ciepłą, wodną, wiatrową oraz biomasę. Również kopalne paliwa węglowodorowe (węgiel, ropa naftowa, gaz ziemny), z których człowiek zaczął korzystać od około XIV wieku, są wynikiem oddziaływania słońca, ponieważ powstały z powolnej przemiany biomasy [Smil 1994]. Ilość energii docierająca do Ziemi w ciągu roku aż tysiąckrotnie przewyższa światowe zapotrzebowanie energetyczne [Ney 1994]. Energia promieniowania słonecznego jest jednak rozproszona, trudna do bezpośredniego, wydajnego zastosowania w praktyce. Ale metody jej transformacji są wciąż udoskonalane, co w połączeniu z wprowadzaniem zachęt ekonomicznych do systemów wykorzystujących odnawialne źródła energii (OZE) wpływa na wzrost jej znaczenia. W Unii Europejskiej (UE) w latach 2005-2014 produkcja energii w systemach fotowoltaicznych zwiększyła się ponadseśćdziesięciokrotnie (dla pozostałych źródeł dynamika wynosiła: kolektory słoneczne – 579%, wiatraki – 359%, biomasa – 195%, elektrownie wodne – 120%). W tym samym okresie jej udział w strukturze energii wytwarzanej ze źródeł odnawialnych wzrósł z 0,1% do 3,9%. Największym producentem energii elektrycznej w ogniwach fotowoltaicznych w UE są Niemcy (39%). Rozwój tego rynku był możliwy dzięki zastosowaniu systemowi wsparcia produkcji energii ze źródeł odnawialnych w postaci taryf stałych – FiT (*feed in tariff*). Wysokość FiT określana jest przez władze publiczne, które gwarantują producentom zbyt energii przez ustalony czas (zazwyczaj 20 lat). Wysokość taryfy zależy od rodzaju technologii (wiatrowa, słoneczna, biomasa itp.) oraz specyfiki zasobów danego kraju (np. wielkości nasłonecznienia). Mają opinię kosztownych, ale bardzo skutecznych w promowaniu określonych technologii, np. w Niemczech fotowoltaiki, a w Danii wiatraków.

W Polsce od 2006 roku stosowany jest system zielonych certyfikatów – TGCs (*Tradable Green Certificates system*), w którym regulator określa sposób ich przydziału, a rynkowi pozo-

stawia ustalenie ceny (obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej oraz zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii [Dz.U. Nr 261, poz. 2187 z dnia 29 grudnia 2005 r.]). System ten jest powszechnie krytykowany, ponieważ preferuje współpalanie biomasy w elektrowniach kondensacyjnych, budzące wiele kontrowersji ekologicznych, technicznych, rynkowych i strategicznych [Żylicz 2012]. W latach 2005-2014 z takich siłowni pochodziło od 22,4% (2013 r.) do 49,8% (2009 r.) energii elektrycznej wytworzonej z OZE. W dotychczasowym systemie wsparcia, nawet po uchwaleniu ustawy o OZE i jej nowelizacji [Dz.U. z 2015 r. poz. 478], preferowane jest wykorzystanie OZE na dotychczasowych zasadach. Stąd też wykorzystanie tych zasobów uzależnione będzie od ekonomicznej efektywności ich pozyskiwania.

### **Material i metodyka badań**

Badania stanowią kontynuację wieloletnich analiz, dotyczących efektywności wykorzystania OZE, głównie biomasy i energii słonecznej [Gradziuk 2014]. Zostały przeprowadzone w pięciu obiektach należących do Roztoczańskiego Parku Narodowego w okresie od 1 stycznia 2012 roku do 31 grudnia 2015 roku. Celem badań była ocena ekonomicznej efektywności mikroinstalacji fotowoltaicznych. Do jej określenia wykorzystano wskaźniki NPV i IRR.

Dane empiryczne dotyczące produkcji i sprzedaży energii elektrycznej z zainstalowanych systemów fotowoltaicznych uzyskano na podstawie odczytów z liczników pomiarowych. Koszty inwestycyjne i eksploatacyjne oraz ceny energii, w tym także świadectw pochodzenia, uzyskano z księgowości Roztoczańskiego Parku Narodowego. Analizę przeprowadzono przy następujących założeniach:

- inwestycje zostały zrealizowane ze środków własnych;
- okres eksploatacji wynosi 25 lat;
- przychody – suma unikniętych kosztów zakupu energii elektrycznej i sprzedaży jej nadwyżek wraz ze świadectwami pochodzenia;
- koszty serwisu – 0,5% kosztów inwestycyjnych (rocznie);
- spadek mocy modułów fotowoltaicznych – 0,5%/rok;
- wzrost cen energii – 2% rocznie.

Przeprowadzono także rachunek symulacyjny rentowności instalacji o mocy do 10 kW<sub>e</sub>, przy założeniu że wytwórcą energii elektrycznej jest osoba fizyczna niewykonywająca działalności gospodarczej [art. 4 ustawy, Dz.U. z 2015 r. poz. 478], a w takim przypadku cena sprzedaży wynosi 0,65 zł za 1 kWh [art. 41 ust. 15 pkt 6, ustawy, Dz.U. z 2015 r. poz. 478].

### **Charakterystyka obiektów**

Roztoczański Park Narodowy (RPN) usytuowany jest w południowo-wschodniej Polsce, w województwie lubelskim. Region ten charakteryzuje się bardzo sprzyjającymi warunkami do wykorzystywania energii słonecznej na cele energetyczne [Tymiński 1997]. Stąd pomysł, aby w obiektach należących do RPN zastosować ogniwa fotowoltaiczne. Pierwsza taka inwestycja została zrealizowana w 2011 roku w Roztoczańskim Centrum Naukowo-Dydaktycznym „Zwierzyniec – Biały Słup” (RCND), w ramach projektu „Termomodernizacja z zastosowaniem odnawialnych źródeł energii”. Głównym celem projektu była poprawa efektywności energetycznej przez wykonanie termomodernizacji oraz zastosowanie systemu sterowania instalacjami odbiorczymi energii cieplnej (nagrzewnice w centralach wentylacyjnych, sieć centralnego ogrzewania i ciepłej wody użytkowej) i zainstalowanymi źródłami energii odnawialnej (płytkowymi kolektorami słonecznymi typu Vitosol (32 szt.) o powierzchni absorbera 74 m<sup>2</sup>; pompami ciepła solanka-woda Vitocal 300-G typ BW/BWS 145 –Viessmann o łącznej mocy – 171,2 kW oraz kotłownią na biomasę o mocy 150 kW, kocioł Pyrot 150 na dwa rodzaje paliwa – biomasę i olej opałowy). Układ sterowania został tak zaprogramowany, aby w pierwszej kolejności wykorzystywać energię ciepłą dostarczaną przez kolektory słoneczne, a w dalszej pompy ciepła lub kotłownię.

W budynku zainstalowano także system fotowoltaiczny, składający się z 92 modułów Vitovolt P230RA firmy Viessmann, o mocy nominalnej 220 Wp (peak Watt), o łącznej mocy 21,16 kW<sub>e</sub>. Jest to moc wyjściowa, możliwa do uzyskania z danego modułu w warunkach STC (*Standard Test Conditions*), odpowiadających temperaturze modułu 25°C, natężeniu promieniowania słonecznego 1000 W/m<sup>2</sup> i rozkładowi spektralnemu promieniowania AM 1,5 (bezchmurne niebo w południe). W 2014 roku ogniwa fotowoltaiczne zainstalowano w czterech kolejnych obiektach, ich charakterystykę zamieszczono w tabeli 1.

Aby móc dostarczać energię o odpowiednich parametrach z ogniw fotowoltaicznych do sieci elektroenergetycznej, zastosowano inwertery fotowoltaiczne Sunny Tripower o mocy maksymalnej 20 kW. Inwertery połączono z tablicami rozdzielczymi i układem pomiarowym. Energia uzyskana z systemu wykorzystywana jest w pierwszej kolejności do zasilania urządzeń znajdujących się w tych obiektach, a nadwyżki odprowadzane są do lokalnego systemu pomiarowo-rozliczeniowego PGE Dystrybucja.

Odsprzedaż nadwyżek energii wymagała nie tylko zainstalowania odpowiednich urządzeń pomiarowych (licznik pomiaru mocy, energii czynnej i biernej w sieciach o dwukierunkowym przepływie energii) oraz transmisyjnych (moduł umożliwiający transmisję danych pomiarowych z podstawowego i rezerwowego układu pomiarowego do systemu PGE Dystrybucja poprzez sieć GSM), ale także spełnienia wymogów formalno-prawnych. W 2011 roku, aby wytwarzać energię elektryczną, należało uzyskać koncesję, którą wydawał Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (URE) – obecnie dla mikroinstalacji takiego obowiązku nie ma. W następnej kolejności dyrekcja RPN wystąpiła do operatora lokalnej sieci elektroenergetycznej (PGE) o wydanie wa-

Tabela 1. Charakterystyka obiektów

Table 1. Characteristics of objects

Nazwa obiektu/ <i>Object name</i>	Rok instalacji/ <i>Installation year</i>	Typ panelu PV/ <i>Type of PV panel</i>	Liczba paneli/ <i>Number of panels</i>	Typ inwertera/ <i>Type of inverter</i>	Liczba inwerterów/ <i>Number of inverters</i>	Moc/ <i>Capacity</i> [kW <sub>e</sub> ]	Koszty inwestycji/ <i>Investment costs</i>	
							ogółem [tys.zł]/total [thous. PLN]	tys. zł/ kWe/ thous. PLN/kWe
Roztoczańskie Centrum Naukowo-Dydaktyczne (RCND)	2011	Vitovolt P230RA	92	Sunny Tripower 17000 TL	4	21,16	411,0	19,4
Leśniczówka Kosobudy (LK)	2014	Vitovolt 200 P255JB	21	Sunny Tripower 7000 TL-20	1	5,36	30,8	5,7
Leśniczówka Słupy (LS)	2014	Vitovolt 200 P255JB	31	Sunny Boy SB 1300 TL-10 Sunny Boy SB 3000-TLST-21	1 1	7,91	75,4	9,5
Ośrodek Edukacyjno-Muzealny (OEM)	2014	Vitovolt 200 P255JB	26	Sunny Tripower STP6000TL-20	1	6,63	68,2	10,3
Ośrodek Hodowli Zachowawczej Florianka (OHZ)	2014	Vitovolt 200 P255JB	156	Sunny Tripower 12000TL-10	3	39,78	360,3	9,1
Razem/Total			326		11	80,84	945,7	11,7

Źródło: opracowanie własne na podstawie informacji uzyskanych w RPN

Source: own research based on a information RPN

runków przyłączenia do sieci. W ówczesnym prawodawstwie producent energii elektrycznej z odnawialnych źródeł miał prawo do ubiegania się przez składanie wniosków do Prezesa URE, za pośrednictwem operatora sieci (PGE Obrót) o wydanie świadectw pochodzenia, które można zbywać na Towarowej Gieldzie Energii. Dyrekcja RPN taki wniosek złożyła w lipcu 2012 roku.

### Wyniki badań

Jednym z głównych czynników determinujących opłacalność każdej inwestycji są koszty inwestycyjne. Dla celów porównawczych wyrażono je w zł/kW<sub>e</sub> zainstalowanej mocy. Uzyskane wyniki potwierdziły tezę, że wraz ze wzrostem postępu technologicznego w dziedzinie fotowoltaiki i efektem skali, następuje spadek kosztów inwestycyjnych. Jednostkowy koszt systemu fotowoltaicznego (1kW<sub>e</sub>) zainstalowanego w 2011 roku (RCND) był ponaddwukrotnie wyższy (19,4 tys. zł/kW<sub>e</sub>) od średnich kosztów montażu podobnych urządzeń w 2014 roku (leśniczówki Kosobudy i Słupy, Ośrodek Edukacyjno-Muzealny oraz Ośrodek Hodowli Zachowawczej), które zawierały się w granicach od 5,7 do 10,3 tys. zł/kW<sub>e</sub>. Podstawowym czynnikiem zróżnicowania tych kosztów w 2014 roku były przede wszystkim nakłady związane z konstrukcją dachową oraz rodzajem zastosowanych inwerterów, bowiem cena ogniw we wszystkich badanych obiektach była jednakowa.

W tabeli 2 zestawiono produkcję oraz sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej w badanych systemach fotowoltaicznych w ujęciu ilościowym. Dane te wraz z cenami zakupu (399,3 zł/MWh, a dla RCND – 374,3 zł/MWh) oraz sprzedaży energii elektrycznej (do 31 marca 2015 roku – 181,55 zł/MWh, od 1 kwietnia do 31 grudnia 2015 roku – 163,58 zł/MWh) i praw majątkowych do świadectw pochodzenia (132,30 zł) stanowiły podstawę do obliczenia opłacalności tych inwestycji. Obliczony na podstawie tych informacji okres zwrotu nakładów wynosił od 18 do 40 lat i tylko w dwóch obiektach był krótszy od założonego okresu eksploatacji wynoszącego 25 lat (tab. 3).

Na podstawie przeprowadzonej analizy można wnosić, że w powyższych warunkach efektywność ekonomiczna uzależniona była przede wszystkim od kosztów inwestycyjnych, bowiem produktywność ogniw fotowoltaicznych mierzona ilością wytworzonej energii elektrycznej (kWh) na 1 kW zainstalowanej mocy elektrycznej wahała się od 827 do 994 kWh/kW<sub>e</sub>. Znaczący wpływ na opłacalność wytwarzania energii elektrycznej w badanych systemach fotowoltaicznych miał także sposób jej zagospodarowania. Ceny sprzedaży z uwzględnieniem przychodów za prawa majątkowe do świadectw pochodzenia były niższe o około 20% od cen zakupu energii elektrycznej,

Tabela 2. Produkcja i sprzedaż energii elektrycznej z systemów fotowoltaicznych w obiektach RPN  
Table 2. Production and sale electricity for the photovoltaic systems RPN

Miesiąc/Month	RCND (21,16 kW <sub>e</sub> )							
	produkcja/production [kWh]				sprzedaż/sale [kWh]			
	2012	2013	2014	2015	2012	2013	2014	2015
Styczeń/January	72	33	151	216	0	0	1	11
Luty/February	75	171	431	819	11	24	93	298
Marzec/March	1 335	308	1 331	1 730	612	112	549	901
Kwiecień/April	1 329	1 425	1 602	2 277	649	717	638	1087
Maj/May	1 840	1 821	1 921	2 341	936	714	347	1097
Czerwiec/June	1 477	1 956	2 151	3 090	670	935	633	1757
Lipiec/July	2 133	2 138	2 206	3 107	1 103	996	672	1772
Sierpień/August	1 869	1 912	2 088	2 919	994	702	790	1336
Wrzesień/September	1 343	1 172	2 121	1 662	634	492	894	710
Październik/October	937	953	1 458	1 322	348	242	532	461
Listopad/November	351	322	429	441	44	22	73	56
Grudzień/December	40	228	160	322	1	6	4	16
Razem/Total	12 801	12 439	16 049	20 246	6 002	4 962	5 226	9 502

Tabela 2. cd./Table 2. cont.

Miesiąc/Month	OEM (6,63 kW <sub>e</sub> )		LS (7,91 kW <sub>e</sub> )		LK (5,36 kW <sub>e</sub> )		OHZ (39,78 kW <sub>e</sub> )	
	2015							
	produk- cja/ produc- tion	sprze- daż/ sale	produk- cja/ produc- tion	sprze- daż/ sale	produk- cja/ produc- tion	sprze- daż/ sale	produk- cja/ produc- tion	sprze- daż/ sale
	kWh							
Styczeń/January	60	0	68	28	67	8	736	348
Luty/February	281	13	304	216	203	54	2 128	1 452
Marzec/March	559	32	620	487	411	167	3 210	2 368
Kwiecień/April	681	23	817	624	473	219	4 346	3 653
Maj/May	675	12	820	665	481	322	4 517	3 751
Czerwiec/June	878	34	1 066	934	636	487	5 732	4 974
Lipiec/July	870	21	1 031	896	616	495	3 943	3 367
Sierpień/August	934	32	1 090	971	654	538	5 965	5 145
Wrzesień/September	499	4	568	467	361	240	3 191	2 462
Październik/October	463	6	469	262	309	150	3 144	2 540
Listopad/November	139	5	161	84	116	31	1 208	813
Grudzień/December	65	0	110	50	107	13	1 415	1 017
Razem/Total	6 104	182	7 124	5 684	4 434	2 724	39 535	31 890

Źródło: opracowanie własne

Source: own research

Tabela 3. Wskaźniki opłacalności

Table 3. Profitability indicators ratios

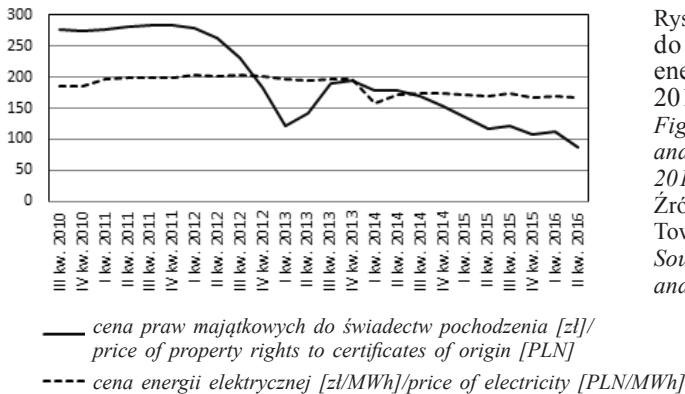
Wyszczególnienie/Specification	RCND (21,16 kW <sub>e</sub> )	OEM (6,63 kW <sub>e</sub> )	LS (7,91 kW <sub>e</sub> )	LK (5,36 kW <sub>e</sub> )	OHZ (39,78 kW <sub>e</sub> )
Okres zwrotu nakładów (rzeczywisty) [lata]/Payback period (reality) [years]	40	24	27	18	27
Okres zwrotu nakładów (prosument) [lata]/Payback period (prosumer) [years]	-	14	21	14	-
NPV (rzeczywisty) [tys. zł]/ NPV (reality) [thous. PLN]	- 202	4,4	-7,2	14,0	-74,7
NPV (prosument) [tys. zł]/ NPV (prosumer) [thous. PLN]		77,2	15,5	29,0	
IRR (prosument)/IRR (prosumer) [%]		2,84	1,11	2,4	

Źródło: opracowanie własne

Source: own research

dlatego korzystniejszymi wskaźnikami opłacalności charakteryzowały się te obiekty, w których wytwarzana energia była zużywana głównie na potrzeby własne. W pierwszym półroczu 2016 roku, z uwagi na utrzymującą się tendencję spadkową cen praw majątkowych do świadectw pochodzenia (rys. 1), różnice te uległy zwiększeniu.

W tabeli 3 przedstawiono także wyniki rachunku symulacyjnego, przy założeniu, że właścicielami instalacji w Ośrodku Edukacyjno-Muzealnym oraz leśniczówkach Kosobudy i Słupy byli prosumenci, pełniący jednocześnie rolę producentów i konsumentów energii. W takich warunkach każdy z analizowanych trzech obiektów byłby ekonomicznie efektywny. Okres zwrotu nakładów w zależności od kosztów realizacji inwestycji wynosił od 14 do 21 lat, wskaźniki NPV uzyskały wartość dodatnią, a IRR wynosił od 1,1 do 2,8%.



Rysunek 1. Ceny praw majątkowych do świadectw pochodzenia oraz energii elektrycznej w latach 2010-2016

Figure 1. Prices of certificates of origin and electric energy in the years 2010-2016

Źródło: Urząd Regulacji Energetyki i Towarowa Giełda Energii  
Source: The Energy Regulatory Office and the Power Exchange

### Podsumowanie

Z badań wynika, że mikroinstalacje fotowoltaiczne zrealizowane ze środków własnych mogą być efektywne ekonomicznie, ale okres zwrotu nakładów jest niewiele krótszy od ich żywotności. Warunkiem rentowności takiej instalacji jest wykorzystywanie wytwarzanej energii elektrycznej na potrzeby jej wytwórców. Wynika to ze znacznie wyższych cen zakupu energii elektrycznej od cen jej sprzedaży, nawet po uwzględnieniu przychodów ze zbycia praw majątkowych do świadectw pochodzenia (zielonych certyfikatów). Biorąc pod uwagę zachodzące trendy na rynku komponentów do systemów fotowoltaicznych oraz kompleksowych usług w tym zakresie, a także wzrost cen energii elektrycznej w długim okresie, należy wnosić, że już w niedalekiej przyszłości okres zwrotu nakładów skróci się do poniżej 10 lat.

### Literatura

- Gradziuk Piotr. 2014. „Economic efficiency of photovoltaic installations. A case study at the Zwierzyniec-Biały Słup Research and Education Centre of the Roztocze National Park”. *Barometr Regionalny* 12 (4): 117-122.
- Ney Roman. 1994. „Energia odnawialna”. *Nauka* 3: 43-66.
- Odum Howard Thomas. 1996. *Environmental accounting – energy and environmental decision making*. New York: Wiley&Sons.
- Smil Vaclav. 1994. *Energy in world history*. Oxford: Westview Press.
- Tymiński Jerzy. 1997. *Wykorzystanie odnawialnych źródeł energii w Polsce do 2030 roku. Aspekt energetyczny i ekologiczny*. Warszawa: Instytut Budownictwa, Mechanizacji i Elektryfikacji Rolnictwa.
- Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, z późniejszymi zmianami. Dz.U. z 2015 r. poz. 478, [http://C:/Users/Dell/Downloads/D20150478Lj%20\(1\).pdf](http://C:/Users/Dell/Downloads/D20150478Lj%20(1).pdf), dostęp: 21.02.2016.
- Żylicz Tomasz. 2012. Ekonomia wobec wspierania odnawialnych źródeł energii. [W] *Generacja rozproszona w nowoczesnej polityce energetycznej – wybrane problemy i wyzwania*, red. J. Rączka, M. Swora, W. Stawiany, 46-50. Warszawa: NFOŚiGW.

### Summary

The aim of the study was an assessment of the economic efficiency of photovoltaic micro-installations. The research was carried at 5 objects Roztocze National Park. At current prices of electricity and functioning support system of production from renewable energy sources (RES), the investment in the photovoltaic systems have little economic justification. The expected payback period was in the range of 18 to 40 years, and only two systems was less than the anticipated exploitation period of 25 years. The article presents the results of the simulation account the profitability of the installation of up to 10 kW<sub>e</sub>, assuming that electricity is produced in the prosumer systems. Then payback contain from 14 to 21 years took on a NPV value greater than 0.

dr Barbara Gradziuk  
Uniwersytet Przyrodniczy w Lublinie  
Wydział Agrobiotechnologii, Katedra Zarządzania i Marketingu  
ul. Akademicka 13, 20-950 Lublin, tel. (81) 461 0061 w. 196  
e-mail: barbara.gradziuk@up.lublin.pl

Adres do korespondencji  
dr hab. Piotr Gradziuk  
Instytut Rozwoju Wsi i Rolnictwa – PAN  
ul. Nowy Świat 72, 00-330 Warszawa  
tel. (22) 826 94 36  
e-mail: pgradziuk@irwirpan.waw.pl