

mgr inż. Grzegorz Wiśniewski*

Perspektywy rozwoju rynku odnawialnych źródeł energii i energetyki prosumenckiej

Energetyka odnawialna rozpoczynała 2012 r. z wielkimi nadziejami na nowe regulacje i nie najgorszymi wynikami. Na koniec 2011 r. udział energii z odnawialnych źródeł energii (OZE), w tym zielonej energii elektrycznej, zielonego ciepła i biopaliw transportowych, sięgnął 10,8% (krajowy cel w 2020 r. wynosi 15,5%). Łączna moc zainstalowana w OZE wytwarzających energię elektryczną przekroczyła 3 GW przy tempie wzrostu (w stosunku do roku poprzedniego) wynoszącym 45%, a w przypadku kolektorów słonecznych do podgrzewania wody i dogrzewania pomieszczeń, Polska w 2011 r. stała się czwartym rynkiem w całej UE (przekroczono 0,6 GW łącznej przeliczeniowej mocy zainstalowanej w kolektorach słonecznych) oraz jednym z większych eksporterów urządzeń. Panował entuzjazm co do budowy kolejnych biogazowni kogeneracyjnych (w tym rolniczych), których moc w końcu 2011 r. przekroczyła 100 MW (był to wzrost o 20% w porównaniu z 2010 r.). Branża fotowoltaiczna, korzystając z globalnej poprawy konkurencyjności systemów PV i zapowiedzi nowego systemu wsparcia OZE, realizowała pierwsze projekty z funduszy UE.

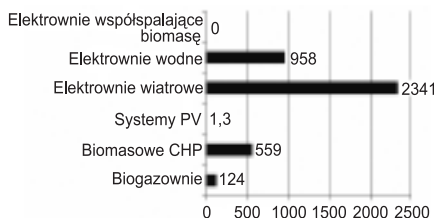
W paru obszarach były już widoczne skutki wcześniejszych błędnych decyzji dotyczących promocji OZE, przede wszystkim biopaliw oraz kosztów systemu wsparcia technologii nieefektywnych i nieprzynoszących nowych mocy. Analizy pokazywały, że system wsparcia współspalania (uchodzącego przez kilka lat za „polską specjalność”) pochłania coraz więcej środków, nic nie wnosząc do gospodarki ani do trwałej realizacji krajowych celów w dziedzinie OZE w perspektywie do 2020 r.

* Instytut Energetyki Odnawialnej

Pod koniec 2012 r. obraz sytuacji na rynku OZE na pierwszy rzut oka nie był zły, przynajmniej sądząc po statystykach. W przypadku zielonej energii elektrycznej, na podstawie danych Urzędu Regulacji Energetyki (URE) za pierwsze III kwartały i prognoz Instytutu Energetyki Odnawialnej (IEO) można szacować, że w końcu 2012 r. moc zainstalowana przekroczyła 4,1 GW. Wynik ten należy uznać za satysfakcjonujący, gdyż przekroczony zostanie cel z „Krajowego planu działań w zakresie energii ze źródeł odnawialnych” (KPD) o ponad 10% (cel na 2012 r. wynosi ponad 3,7 GW).

Szczegółowe dane URE po trzech kwartałach 2012 r. wskazują, że w stosunku do sytuacji w końcu 2011 r., moce zainstalowane elektrowni OZE w Polsce wzrosły o ponad 902 MW, najwięcej w energetyce wiatrowej – 540 MW (wzrost 30% w stosunku do 2011 r.). Na koniec września 2012 r. moc zainstalowana energetyki wiatrowej wyniosła w Polsce 2341 MW, co dawało jej niemal 59% udział w mocach zainstalowanych OZE, które na koniec III kwartału 2012 r. osiągnęły poziom 3984 (rysunek 1).

Znacznie szybszą dynamikę wzrostu (powyżej 200%) odnotowują jednak elektrociepłownie na biomasę (średnia moc rzędu 20 MW), co wskazuje na przesuwanie zainteresowania przedsiębiorstw energetycznych ze współ-

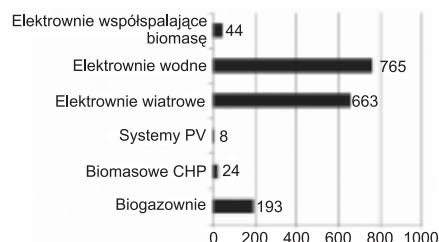


Rys. 1. Moc zainstalowana w OZE [MW] po III kwartałach 2012 r.

Źródło URE, opracowanie własne

spalania w kierunku systemów na dedykowaną, czystą biomasę. Wobec braku rezygnacji ze współspalania oznacza to rosnącą presję na coraz bardziej nierównoważone i coraz bardziej drogie pozyskiwanie biomasy.

W końcu III kwartału 2012 r. w rejestrze URE wytwórców energii elektrycznej znajdowało się 1697 instalacji, w dalszym ciągu najwięcej elektrowni wodnych, w dalszej kolejności wiatrowych, biogazowni i 44 elektrownie, współpalające biomasę z węglem, co stanowi 2,5% wszystkich instalacji (rysunek 2). Wszystko wskazuje jednak na to, że rozwój OZE bazował na prostych rezerwach i przedsięwzięciach rozpoczętych w 2011 r. i wcześniejszych, natomiast w 2012 r. nasiliło się wiele niekorzystnych zjawisk.

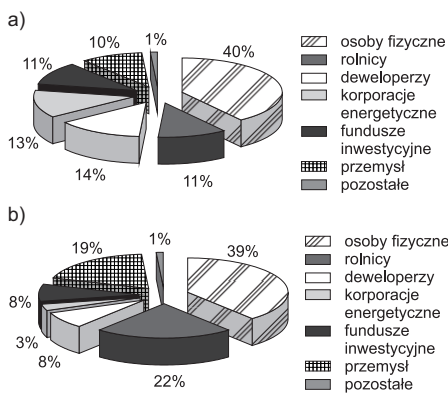


Rys. 2. Liczba instalacji OZE w Polsce na koniec III kwartału 2012 r. Źródło: URE

Narastające problemy

Stosunkowo niewielka liczba instalacji OZE i wysoka ich średnia moc (2,3 MW) oraz niewielka liczba wytwórców poniżej 100 kW (poniżej 200 szt.), w tym głównie małe elektrownie wodne (140 szt.) świadczą o braku rozwoju mikrogeneracji i braku energetyki prosumenckiej. Dla porównania (rysunek 3), liczba instalacji OZE w Niemczech w 2011 r. przekroczyła 4 mln, wśród których aż 65% stanowiły osoby fizyczne (gospodarstwa domowe), rolnicy i deweloperzy mieszkaniowi.¹⁾

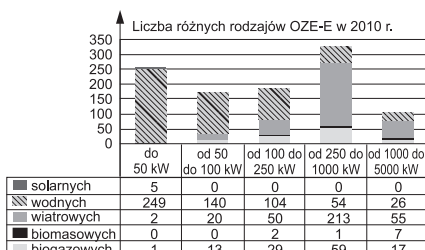
¹⁾ <http://www.undendlich-viel-energie.de>



Rys. 3. Struktura inwestorów w OZE ogółem – ponad 4 mln instalacji (a) oraz w fotowoltaikę w Niemczech w 2010 r. (b)

Źródło: *Undendlich-viel-energie, opracowanie własne IEO*

Dotychczasowy system wsparcia tzw. zielonymi certyfikatami (świadectwami pochodzenia) spowodował, że w 2010 r. dwudziestu największych producentów energii z OZE wywodziło się z 4 korporacji energetycznych i dostarczało ponad 70% całkowitej produkcji zielonej energii. Inwestorzy niekorporacyjni przeważali tylko w segmencie mocy poniżej 5 MW (rysunek 4). W tej grupie na koniec 2010 r. funkcjo-



Rys. 4. Liczba koncesjonowanych producentów energii elektrycznej z OZE-E („E”-energia elektryczna) poniżej 5 MW w różnych segmentach mocy w 2010 r.

Źródło: *IEO²⁾ na podstawie danych TGE SA i URE*

²⁾ Instytut Energetyki Odnawialnej. Analiza skutków wystąpienia nadpodaży świadectw pochodzenia na sektor energetyki odnawialnej. Ekspertyza dla Ministerstwa Gospodarki, Warszawa 2011 r. ULR: http://www.ieo.pl/pl/ekspertyzy/doc_details/589-analiza-skutkow-wystapienia-nadpodazy-swiaadectw-pochodzenia-na-sektor-energetyki-odnawialnej.html.

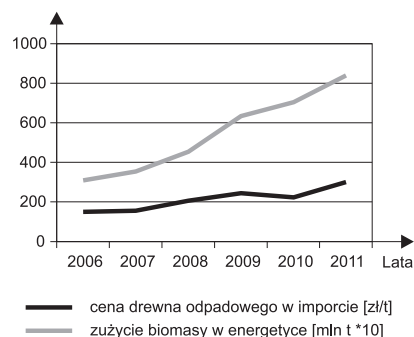
³⁾ Instytut Energetyki Odnawialnej: „O nierównoważonym wykorzystaniu odnawialnych zasobów energii w Polsce i patologii w systemie wsparcia OZE”. Warszawa, 2012 r. <http://www.ieo.pl/pl/aktualnosci/525-wspolspalanie-patologia-rozpoznana-ale-w-polsce-bagatelizowana-i-nie-leczona-raport-ieo.html>.

⁴⁾ Por. Stanowisko Związku Pracodawców Forum Energetyki Odnawialnej w sprawie prac nad projektem ustawy o odnawialnych źródłach energii-www.zpfe.org.pl/wsparte-przez-kilka-organizacji-branzy-grzewczej-oze oraz stanowisko 7 organizacji branży grzewczej OZE http://www.cire.pl/item,68993,6.html?utm_source=newsletter&utm_campaign=newsletter&utm_medium=link

nowało 1043 wytwórców energii, ale udział tego segmentu w produkcji energii wynosił tylko ok. 15%.

W latach 2006 – 2010, wg ARE, nastąpił skokowy wzrost zużycia biomasy w procesach współspalania z 1 650 tys. ton do 4 536 tys. ton. W 2011 r. zużycie biomasy w energetyce wyniosło 8,4 mln ton, z czego ok. 5,1 mln ton we współspalaniu. Z danych IEO wynika, że w coraz większym stopniu bazowano na imporcie drewna, który w 2012 r. wyniósł ponad 900 tys. ton o wartości ponad 300 mln zł. W 2011 r. udział energii ze współspalania przekroczył 50% i rósł w 2012 r. Coraz większy popyt na biomasę jest silnie skorelowany ze wzrostem jej ceny na rynku (rysunek 5). W latach 2006 – 2011 cena surowca wzrosła o 100% z 150 PLN/t do poziomu 308 PLN/t i niekorzystnie wpływa na konkurencyjność całego przemysłu drzewnego. Sytuacja ta źle rokuje inwestycjom i przyszłości wykorzystania biomasy zarówno w systemach kogeneracyjnych, ciepłowniach, jak i zaopatrzeniu w biomasę lokalnych (domowych) automatycznych kotłowni na pelety oraz brykiety³⁾. Rosnące koszty systemu wsparcia współspalania, które przekraczały w 2012 r. 1,5 mld zł, nie przynosząc inwestycji w nowe moce, psują reputację energetyki odnawialnej i podważają sensowność jej dalszego rozwoju i wsparcia w obecnej formie.

W warunkach wsparcia świadectwami pochodzenia (ŚP) i umiarkowanymi zobowiązaniami ilościowymi nałożonymi na sprzedawców energii elektrycznej (minimalny udział energii elektrycznej z OZE w bilansie sprzedaży energii elektrycznej w 2012 r. wynosił 10,4% i pozostawał taki sam od 2010 r.), rozwój współspalania spowodował w 2012 r.



Rys. 5. Porównanie zużycia biomasy w energetyce i jej ceny

Źródło: dane Ministerstwa Finansów, opracowanie IEO

nadpodaż ŚP. Do takiej sytuacji doszło po raz pierwszy od chwili wprowadzenia systemu ŚP w 2004 r. (w obecnej wersji od 2006 r.), co spowodowało spadek ich cen z ok. 290 do 220 zł/MWh, co skutecznie eliminuje z rynku inwestycje w nowe moce (zbyt duże ryzyko i brak możliwości finansowania) oraz utrwala mało zdywersyfikowaną i mało przyszłościową (część elektrowni współspalających biomasę wypadnie z rynku w 2015 r., a zdecydowana większość przed 2020 r.).

Kontynuacja współspalania biomasy w elektrowniach i dużych elektrociepłowniach węglowych niekorzystnie wpływa na rynek, powodując koncentrację źródeł energii, a w szczególności podmiotów na rynku. Z szacunków IEO wynika, że już w 2010 r. zaledwie 10 wytwórców energii we współspalaniu (należących do 4 korporacji) wytwarzało niemalże ponad 42% zielonej energii elektrycznej.

Projekt ustawy o odnawialnych źródłach energii i szanse na rozwój energetyki prosumenckiej

Opisane problemy znalazły odzwierciedlenie w przedstawionym przez Ministerstwo Gospodarki, po raz pierwszy w grudniu 2011 r., projekcie ustawy o OZE. Projekt regulacji, *de facto* dotyczący wsparcia produkcji zielonej energii elektrycznej, próbował coraz skuteczniej ograniczyć dalszy rozwój współspalania w kolejnych wersjach ustawy (ostatnia z 9.10.2012 r.) oraz otworzyć rynek dla energetyki prosumenckiej. Spotkał się z bardzo krytycznym przyjęciem ze strony większości dotychczasowych beneficjentów systemu wsparcia, w tym takich organizacji jak PIGEO, PSEW oraz środowisk energetyki korporacyjnej, np. ZPPE, ale zyskuje poparcie organizacji i środowisk ZP FEO, SPIUG, PORT-PC i innych – promujących bardziej zrównoważone wykorzystanie odnawialnych zasobów energii, otwarcie na nowe, bardziej innowacyjne technologie i właśnie dla prosumenckich krytyka projektu ustawy wynika częściowo z niezrozumienia przyczyn spadku tempa rozwoju sektora OZE od połowy 2012 r. oraz obserwowanego już wyraźnie dryfowania i zastoju.

Przyczyną tego tylko po części jest zapowiedź zmiany prawa, która przez dwa lata nie ma miejsca, natomiast *de facto* jest nią nadpodaż na rynku ŚP, która wynika z obecnych regulacji (Prawo energetyczne). Projekt ustawy o OZE proponuje działania, które mają zapobiec nadpodaży, a więc przede wszystkim ogranicza wsparcie dla zamortyzowanej dużej energetyki wodnej oraz dla współspalania, zarówno jeśli chodzi o zmniejszenie współczynnika korekcyjnego dla ŚP ze współspalania, jak ograniczenie dotychczasowego systemu wsparcia do 5 lat.

Niezwykle ważnymi, a nawet przełomowymi elementami projektu ustawy są nowe instrumenty wsparcia dla mikro- i małych instalacji OZE, m.in. przez uproszczenia administracyjne, niższe koszty przyłączenia do sieci oraz zaproponowany w Polsce po raz pierw-

szy (choć zbyt późno), system stałych tarif typu FiT i ogólnie dobrze zbilansowany system wsparcia ŚP (tabela 1). Racjonalne jest zróżnicowanie wsparcia w celu kształtowania optymalnego ekonomicznie i zrównoważonego „miksu” energetycznego oraz uzależnienie intensywności wsparcia od wielkości instalacji. Proponowane w projekcie rozwiązania mogą skutecznie odblokować rozwój rynku prosumenckiego i umożliwić tworzenie kluczowych elementów inteligentnych sieci, zaktywizować miliony obywateli-inwestorów i rozwój obszarów peryferyjnych, w tym wiejskich, umożliwić zrównoważone wykorzystanie odnawialnych zasobów energii, sprawiedliwie podzielić korzyści i zoptymalizowane koszty z tytułu systemu wsparcia i doprowadzić do szybkiego spadku cen energii z OZE, a także do poprawy jej konkurencyjno-

ści (byłoby to wątpliwe przy zachowaniu obecnego systemu wsparcia).

Największe względne zwiększenie intensywności wsparcia miałyby miejsce w przypadku fotowoltaiki oraz małych elektrowni wiatrowych. Sektor OZE potrzebuje zarówno racjonalizacji (ograniczenia nadmiernych kosztów) całego systemu wsparcia, jak i „nowych graczy”: niezależnych producentów energii i prosumentów, czyli tego czego w nim brak, lub jest zdecydowanie za mało na zbyt skostniałym rynku. Nowym graczem na rynku staje się m.in. fotowoltaika.

W świetle zapisów ustawy o OZE fotowoltaika uzyskała szansę na wysokie początkowe wsparcie i możliwość przyspieszonego rozwoju, zarówno w systemie FiT (stawki FiT są 2 – 3-krotnie wyższe od możliwych przychodów w dotychczasowym systemie wspar-

Tabela 1. System wsparcia OZE zaproponowany w projekcie ustawy o OZE z 9.10.2012 r. (Opracowanie i schemat IEO)

	Rodzaje OZE	Stala cena [zł/kWh]*	Mikroinstalacja		Mała instalacja				Instalacja OZE (duża)						
		współczynnik korekcyjny ŚP*	10 kW	40 kW	50 kW	75 kW	100 kW	200 kW	500 kW	1 MW	5 MW	10 MW	20 MW	50 MW	
Przychody jednostkowe	Energetyka wiatrowa	lądowa	0,95	0,65		1,20				0,90					
		morska								1,80					
	Biogaz	rolniczy	0,70	0,65		1,50				1,45	1,40				
		ze składowisk odpadów		0,55						1,10					
		z oczyszczalni ścieków		0,45						0,75					
	Biomasa	współspalanie		0,30						0,30					
		biomasa stała		1,30		1,30				1,05		0,95			
		biomasa + CHP		1,70		1,70				1,40		1,15			
		biopłyny		1,15						1,15					
	Energetyka wodna		0,70		1,60				1,60	2,00		2,30			
PV	na budynkach	1,30	1,15		2,85				2,45						
	wolno stojące	1,15	1,10		2,75										
Geotermia		1,20		1,20											
Wymagania administracyjne	Wszystkie rodzaje OZE	wszystkie odmiany technologiczne OZE	wystarczy informacja do operatora z opisem instalacji, nie stanowi działalności gospodarczej	potrzebny jest wpis do rejestru wytwórców energii w małej instalacji, działalność gospodarcza				wymagana koncesja							
Przyłączenie do sieci	Wszystkie rodzaje OZE	wszystkie odmiany technologiczne OZE	brak opłat przyłączeniowych, o ile mikroinstalacja ma moc mniejszą niż aktualnie wydane warunki przyłączenia – tylko zgłoszenie u operatora	pobierana jest połowa opłaty przyłączeniowej				pobierana jest pełna opłata przyłączeniowa							

* Stawki taryfy stałej (ceny) wyższe od ok. 0,45 zł/kWh oraz współczynniki korekcyjne dla świadectw pochodzenia wyższe niż „1” oznaczają relatywną (poza brakiem indeksacji opłaty zastępczej i niepełnej indeksacji ceny energii) poprawę warunków wsparcia OZE.

cia), jak i świadectw pochodzenia (współczynniki korekcyjne 1 – 2-krotnie wyższe od dotychczasowej wartości minimalnej ŚP). Wsparcie słusznie zostało ograniczone do instalacji PV o mocy poniżej 10 MW. Warto zauważyć, że największy udział w mocy zainstalowanej w energetyce wiatrowej mają lądowe farmy wiatrowe o mocy powyżej 10 MW. Dlatego taki górny próg wsparcia największych systemów fotowoltaicznych ogranicza konkurencję o deficytowe przyłączenia obu źródeł; lądowe farmy wiatrowe łączone do sieci średniego i wysokiego napięcia, a systemy fotowoltaiczne mają być łączone głównie do sieci niskiego (do max 100 – 200 kW) oraz średniego napięcia.

Dodatkowo mikro- i małe instalacje OZE mogą korzystać z uproszczeń administracyjnych, w zakresie związanym z prowadzeniem działalności gospodarczej i koncesjonowaniem (rozwiązanie szczególnie ważne dla rolników ubezpieczonych w KRUS) oraz ograniczenia kosztów przyłączenia do sieci (*de facto* nie są one najwyższe w przypadku instalacji prosumenckich, czyli pomoc w tym zakresie nie wpływa silnie na podniesienie kosztów systemu wsparcia).

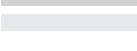
Poziom przychodów z inwestycji w prosumenckie, w tym np. małe źródła fotowoltaiczne i mikrobiogazownie oraz małe wiatraki dobrze wpasowuje się też w krajowy system podatkowy i umożliwia zmniejszenie bezpośrednich obciążeń podatkowych (i związanych z nimi kosztów administracyjnych). W tabeli 2 przedstawiono, jakim modelem podatkowym może być objęta produkcja energii w mikro- i małych źródłach OZE. Wybrano przykład instalacji fotowoltaicznej (PV) o najniższej produktywności, ale i najniższych kosztach eksploatacyjnych i równoważnej (pod względem mocy zainstalowanej) – biogazowni (znacznie wyższa produktywność, ale też znacznie wyższe koszty eksploatacyjne).

Z analizy tabeli 2 wynika, że w przypadku mikro- i małych instalacji PV korzystających z systemu FIT (moc – poniżej 100 kW), ich właściciele mogą skorzystać z uproszczonego modelu opodatkowania – ryczałtu w podatku VAT oraz w podatku dochodowym, ale w przypadku biogazowni

Tabela 2. Porównanie modeli podatkowych dla mikro-, małych oraz średnich instalacji OZE na przykładzie systemów fotowoltaicznych i mikrobiogazowni o tej samej mocy zainstalowanej z uwzględnieniem typowych wartości FIT do mocy odpowiednio 100/200 kW i symulacji przychodów w systemie ŚP dla wyższych mocy. Źródło: IEO

Moc [kW]	Systemy PV				Systemy kogeneracyjne – mikrobiogazownie			
	Roczny czas pracy [godz.]	Produkcja energii [kWh]	Stawka FIT [zł/kWh]	Przychody [zł/r]	Roczny czas pracy [godz.]	Produkcja energii [kWh]	Stawka FIT [zł/kWh]	Przychody [zł/r]
1	900	900	1,15	1 035	8 000	8 000	0,65	5 200
2	900	1 800	1,15	2 070	8 000	16 000	0,65	10 400
3	1 000	3 000	1,15	3 450	8 000	24 000	0,65	15 600
5	1 000	5 000	1,15	5 750	8 000	40 000	0,65	26 000
10	1 000	10 000	1,15	11 500	8 000	80 000	0,65	52 000
20	1 000	20 000	1,15	23 000	8 000	160 000	0,65	104 000
30	1 100	33 000	1,15	37 950	8 000	240 000	0,65	156 000
40	1 100	44 000	1,15	50 600	8 000	320 000	0,65	208 000
50	1 100	55 000	1,15	63 250	8 000	400 000	0,65	260 000
75	1 200	90 000	1,15	103 500	8 000	600 000	0,65	390 000
100	1 200	120 000	1,15	138 000	8 000	800 000	0,65	520 000
200	1 200	240 000	1,15	276 000	8 000	1 600 000	0,65	1 040 000
400	1 200	480 000	1,15	552 000	8 000	3 200 000	0,65	2 080 000
1 000	1 200	1 200 000	1,15	1 380 000	8 000	8 000 000	0,65	5 200 000

 obligatoryjne opodatkowanie podatkiem VAT [przychody > 150 tys. zł/r]

 obligatoryjne opodatkowanie podatkiem dochodowym bez możliwości ryczałtu [przychody > 150 tys. euro]

o mocach do 200 kW konieczne będzie już opodatkowanie na zasadach ogólnych. Ukierunkowując wsparcie także na potrzeby rozwoju mikroinstalacji przyłączanych do sieci niskiego napięcia, nowa regulacja łagodząca byłaby też problem malejących możliwości przyłączeniowych większych źródeł OZE do sieci średniego i wysokiego napięcia. Nie ma zatem podstaw, aby twierdzić, że przepisy projektu ustawy o OZE stanowią obecnie problem dla energetyki odnawialnej jako całości. Jest wręcz przeciwnie – rozwiązują je. Kompleksowa ustawa o OZE jest najlepszym sposobem wdrożenia w Polsce Dyrektywy 2009/28/WE, a jej uchwalenie umożliwiłoby prosumencki przełom w rozwoju energetyki odnawialnej, przełamałoby bariery (ryzyko finansowe i coraz bardziej ograniczone możliwości przyłączenia nowych źródeł do sieci) dalszego rozwoju energetyki odnawialnej powstałe pod rządami Prawa energetycznego.

Opłacalność inwestycji prosumenckich w małe OZE w świetle nowych regulacji prawnych

Plany i oczekiwania przyszłych prosumentów potwierdziła ekspertyza *Analiza możliwości wprowadzenia systemu Feed-in tariff dla mikro- i małych instalacji OZE* opracowana w Instytucie Energetyki Odnawialnej na podstawie umowy z Ministerstwem Gospodarki⁵⁾. Celem opracowania było wykonanie analiz dotyczących określenia kosztów produkcji energii w odniesieniu do wysokości stałej, zaproponowanej w pro-

⁵⁾ Instytut Energetyki Odnawialnej: Analiza możliwości wprowadzenia systemu Feed-in tariff dla mikro- i małych instalacji OZE. Ekspertyza dla Ministerstwa Gospodarki. Warszawa 2012 r. URL: <http://www.ieo.pl/pl/aktualnosc/545-ekspertyza-instytut-energetyki-odnawialnej-dla-ministerstwa-gospodarki-analiza-mozliwosci-wprowadzenia-systemu-feed-in-tariff-dla-mikro-i-malych-instalacji-oze-wraz-z-pozycjami-stawek-taryf-do-ustawy-o-odnawialnych-zrodlach-energii.html>

jekcie ustawy, ceny jednostkowej zakupu przez tzw. sprzedawcę „zobowiązanego” energii elektrycznej wytworzonej w różnych rodzajach OZE przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, tzw. stawek stałych taryf typu FiT (ang.: *feed-in tariff*), w wersji zaproponowanej pierwotnie w projekcie ustawy o OZE autorstwa Ministerstwa Gospodarki. Zakres pracy obejmował oszacowanie wysokości stawek na taryfy typu FiT dla mikroinstalacji OZE (o mocy elektrycznej do 40 kW) i małych źródeł OZE (mocy elektrycznej do maksymalnie 200 kW).

Do wyliczenia kosztów produkcji energii elektrycznej dla wszystkich technologii OZE wykorzystano jednolitą, wspólną metodę tzw. *rozłożonego kosztu produkcji energii*, zwaną LCOE (ang. *levelised cost of energy*). Jest to model „kosztowy”, umożliwiający porównanie kosztów produkcji energii z różnych OZE oraz pozwalający na uwzględnienie perspektywy indywidualnego inwestora, czyli adresata i potencjalnego beneficjenta systemu wsparcia FiT. Sens „fizyczny” obliczonego kosztu rozłożonego dla każdej z analizowanych technologii energetycznych sprowadza się do kosztu wyrażonego w zł/kWh, rozumianego jako cena za energię elektryczną, jaką należałoby pobierać przez cały okres użytkowania elektrowni, aby pokryć wszystkie koszty, a więc nakłady inwestycyjne, operacyjne oraz finansowe. Koszty finansowe można opisać średnim ważonym kosztem kapitału (ang. *WACC*), który może być rozumiany jako stopa dyskontowa, przy czym uwzględnia on zarówno oprocentowanie kapitału obcego, jak i oczekiwaną stopę zwrotu z kapitału własnego (czyli też minimalną oczekiwaną przez inwestora stopę zysku).

Model LCOE uwzględnia zdyskontowane na 2012 r. przepływy pieniężne, a więc umożliwia policzenie kosztu na 2012 r. Jest to równocześnie cena (również w wartościach 2012 r.), która podstawiona do prognozy przepływów pieniężnych spowoduje, że wartość zaktualizowana netto (NPV) inwestycji będzie równa zero. A więc szukana cena (czy też koszt, w zależności od sposobu podejścia) wynika z rozwiązania równania $NPV = 0$, przy określonym *WACC* będącym jednocześnie odpowiednikiem *IRR* w stan-

dardowej metodzie NPV oceny inwestycji.

Przyjęto taką samą strukturę finansowania wszystkich technologii: 80% z kapitału dłużnego oraz 20% z kapitału własnego. Do takiego modelu finansowania, w przypadku wprowadzenia systemu FiT, dostosowuje się też system bankowy. W warunkach niemieckich⁶⁾ udział finansowania dłużnego w systemie FiT wynosi 70 – 90%. Dla wszystkich technologii i inwestycji założono też identyczny koszt kapitału własnego i dłużnego (odpowiednio 8% i 8,5%) oraz podobne, uproszczone modele podatkowe (przy podatku innym niż ryczałtowy, także identyczne stawki amortyzacji podatkowej). Przy takich założeniach i przy ryczałcie podatkowym 5,5%, *WACC* wyniesie zaledwie 8% (z podatkiem 19% – odpowiednio 7,4%). W analizie uwzględniono wkład pracy własnej w przygotowanie i realizację inwestycji prosumenckich. Pracę własną potraktowano jako koszt alternatywny pracy zarobkowej, uznając, że właściciel mikroinstalacji inwestuje z zamiarem sprzedaży energii do sieci i dodatkowego (w stosunku np. do pracy etatowej) zarabowania, a nie oszczędzania na zakupach energii z zewnątrz (przynajmniej przez pewien czas taryfy FiT będą wyższe niż cena energii kupowanej np. na potrzeby gospodarstwa domowego właściciela mikroinstalacji). W tym drugim przypadku alternatywny koszt można odnieść do wysokości (stawki godzinowej) przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w gospodarce narodowej. Pracy własnej przypisano niewielką wartość, gdyż 35 zł/godz. Przyjęto też, że obowiązują wprowadzone do projektu ustawy o OZE propozycje upraszczające procedury (np. wyłączenie z obowiązków prowadzenia działalności gospodarczej i z obowiązków koncesyjnych), co wpływa m.in. na zmniejszenie wymaganego wkładu pracy własnej inwestora na etapie przygotowania inwestycji oraz przepisy ułatwiające dostęp do sieci i zmniejszające koszty inwestycji dla mikroinstalacji (<40 kW) w tym obszarze, w tym zwolnienie z udziału w kosztach przyłączenia elektrowni do sieci i zwolnienie z obowiązku zakupu układu pomiarowo-rozliczeniowego. Założenia wspólne dla wszystkich technologii OZE są następujące:

- okres użytkowania elektrowni – 15 lat;
- okres wsparcia (w celu późniejszego wyznaczenia FiT) – 15 lat;
- podatek VAT od urządzeń i usług⁷⁾ – 23%;
- stopa amortyzacji od urządzeń – 10%;
- stopa amortyzacji budowli – 4,5%;
- koszt alternatywny pracy własnej – 35 zł/godz.;
- udział wkładu własnego w inwestycji – 20%;
- koszt kapitału własnego – 8%;
- oprocentowanie kredytu – 8,5%;
- średni ważony koszt kapitału *WACC* – 8,0%;
- okres karencji w spłacie kredytu – 0 lat;
- okres kredytowania – 9 lat;
- stopa inflacji – 2,5%;
- koszt przyłączenia do sieci dla mikroinstalacji – 0 zł.

W opracowaniu założono, że osoby wytwarzające energię elektryczną w mikroinstalacjach i niektórych małych instalacjach nie będą wykorzystywać jej na potrzeby własne, a jedynie oddawać do sieci energetycznej. Takie założenie jest uzasadnione relacją cen energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych (obecnie i najprawdopodobniej jeszcze przez najbliższych parę lat taryfowanych i subsydiowanych przez przemysł) i wyższych, od ich aktualnej taryfy konsumenckiej, przyszłej taryfy FiT⁸⁾.

Tak jak wyjaśniono wcześniej na przykładach (tabela 2), w świetle projektu ustawy o OZE i proponowanych górnych granic mocy systemów PV objętych system FiT (maksymalna moc 100 kW), czy mających porównywalny tzw. *capacity factor* (\approx liczba godzin pracy danego OZE w ciągu roku) małych elektrowni wiatrowych (maksymalna moc 200 kW), podatek może pozostać w systemie ryczałtu podat-

⁶⁾ BMU: PV Support Policies and possible coordination - focus on methodology for PV cost assessment. Berlin, 2012.

⁷⁾ Z uwagi na brak przesądzeń w kwestii modelu prosumenckiego w projekcie ustawy o OZE (dominować będzie sprzedaż energii do sieci), zrezygnowano z założenia o możliwości zastosowania obniżonej stawki podatku VAT (8,5%) na urządzenia i usługi dla mieszkalnictwa. Kwestie i założenia związane z VAT zostały znacznie szerzej omówione w artykule.

⁸⁾ W Niemczech taryfy FiT są obecnie niższe niż cena energii elektrycznej dla odbiorców końcowych, co preferuje postawy prosumenckie, zużycie energii elektrycznej na potrzeby własne i lepsze wykorzystanie zasobów sieciowych oraz niższe koszty bilansowania, przyp. aut.

kowego oraz poza obowiązkiem opodatkowania podatkiem VAT. Sytuacja zmienia się zasadniczo w przypadku mikrobiogazowni, dla których przewidywana maksymalna moc dla systemu FiT to 200 kW. W tym zakresie mocy i przy opisanych założeniach, producenci energii elektrycznej z biogazu byłiby zmuszeni stać się podatnikami podatku VAT już od 10 kW i przejść z ryczałtu na alternatywne sposoby opodatkowania już przy mocy rzędu 100 kW.

Przeprowadzone analizy oceny wysokości kosztów energii liczonych metodą LCOE z mikroinstalacji (do 40 kW_{el}) i małych instalacji OZE (40 – 200 kW_{el}) oraz dodatkowo większych instalacji kogeneracyjnych na biopłyny (do 1 MW_{el}) wykazały zróżnicowanie kosztów z uwagi na rodzaje OZE i zainstalowaną moc. Koszty produkcji energii z różnych OZE przedstawiono w tabeli 3. Wartości (koszt produkcji energii LCOE w zł/kWh) podane w tej tabeli należy porównać z wysokością taryf FiT zaproponowaną w projekcie ustawy o OZE. Jeżeli obliczony koszt produkcji energii LCOE jest niższy od zaproponowanej taryfy FiT, inwestycja jest opłacalna, jeżeli jest niewie-

le wyższa, inwestycja w dobrej lokalizacji nadal może być opłacalna w kolejnych latach przy spadku kosztów OZE oraz wtedy, gdy skorzysta z dodatkowego wsparcia np. w formie dotacji).

Jeżeli wziąć pod uwagę propozycje z projektu ustawy o OZE, to tylko domowe i przydomowe instalacje prosumenckie (do 20 kW), systemy fotowoltaiczne oraz małe elektrownie wiatrowe o mocy powyżej 40 – 50 kW stanowią atrakcyjną opcję inwestycyjną. W zakresie małych instalacji o mocy 100 – 200 kW najbardziej atrakcyjne są wciąż małe elektrownie wiatrowe. Małe biogazownie rolnicze mają obecnie koszty zbliżone do analogicznych systemów kogeneracyjnych na biopłyny i ich opłacalność w kontekście projektu ustawy o OZE jest jeszcze zbyt niska. W warunkach proponowanych w projekcie ustawy bardziej opłacać się będą inwestycje w obiekty kogeneracyjne powyżej 1 MW.

Wytwarzanie energii elektrycznej w najmniejszych instalacjach OZE w miejscach jej odbioru, czyli w domu, w gospodarstwie rolnym lub w małym lokalnym przedsiębiorstwie pozwala zmniejszyć straty dystrybucyjne, które

sięgają 9 – 10% zapotrzebowania. Użytkowane w ten sposób oszczędności trafiają na konto operatora sieci dystrybucyjnej OSD i mogą wpływać na zmniejszenie taryf dystrybucyjnych, które obejmują wszystkich odbiorców. Promowanie przez taryfy FiT prosumenta energii pozwala na efektywniejsze wykorzystanie zasobów sieciowych bez ponoszenia części nakładów na jej rozwój. Mikroźródła, zwłaszcza o mocach nieznacznie wyższych od mocy przyłączeniowych prosumentów i zarazem wytwórców energii z OZE wzmacniają sieci niskiego napięcia i poprawiają jakość oraz bezpieczeństwo zaopatrzenia w energię na danym obszarze, przede wszystkim na obszarach wiejskich. Rozwinięty, np. dzięki taryfom FiT, rynek mikroźródeł znacznie ułatwi wdrożenie w Polsce innego przepisu proponowanego w projekcie ustawy o OZE, wynikającego wprost z Dyrektywy 2009/28/WE, a mianowicie obowiązku minimalnego udziału energii z OZE w budynkach nowych i poddawanych generalnemu remontowi. Istnieją też korzyści społeczne i polityczne z tytułu poszerzenia zakresu beneficjentów systemu taryf gwarantowanych.

Niepewne prognozy na 2013 r.

Nie ulega wątpliwości, że na rynek OZE niekorzystnie wpływa opóźnienie nowej ustawy o OZE. Pomimo wielu koniecznych i wielu korzystnych rozwiązań w projekcie ustawy, niektóre branże OZE i niektórzy obecni gracze na rynku będą mieli relatywnie niższe wsparcie. Z powodu oporu ze strony środowisk i resortów wspierających dotychczasowy model energetyki odnawialnej, projekt ustawy o OZE grzęźnie w kolejnych uzgodnieniach międzyresortowych i pomimo wielu zapowiedzi nie trafił jeszcze do Sejmu.

Zablokowanie koniecznych zmian w regulacjach prawnych dotyczących energii elektrycznej z OZE spowoduje zamrożenie rozwoju tego segmentu rynku na kolejnych parę lat, a energetyka prosumencka będzie rozwijać się tylko w niszach „zielonego ciepła” obejmujących rynek automatycznych kotłów małej mocy na biomasę, geotermalnych pomp ciepła i oczywiście kolektorów słonecznych cieszących się wieloletnim wsparciem NFOŚiGW (do 2015 r.).

Tabela 3. Wyniki obliczeń średnich (w zakresach mocy) kosztów produkcji energii [zł/kWh] z różnych OZE dla różnych zakresów mocy. Źródło: IEO

Instalacje OZE objęte analizą kosztów i porównaniem z taryfami FiT	Zakresy mocy zainstalowanej w mikro- i małych instalacjach [kW]																				
	5	10	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95	100	150	200
Małe elektrownie wiatrowe – MEWi	2,00		1,2 zł/kWh (potrzebna bardzo dobra lokalizacja)							0,7 zł/kWh (potrzebna dobra lokalizacja)											
Systemy fotowoltaiczne (PV) zintegrowane z budynkiem	1,49	1,19	1,09 zł/kWh (pełna opłacalność przy wysokości taryfy FiT proponowanego w projekcie ustawy o OZE)																		
Systemy fotowoltaiczne (PV) wolno stojące	1,07 zł/kWh (pełna opłacalność przy wysokości taryfy FiT proponowanego w projekcie ustawy o OZE)																				
Mikro- i małe biogazownie rolnicze	1,54 zł/kWh (brak opłacalności bez dotacji przy taryfie FiT w ustawie o OZE)									1,16 zł/kWh (brak opłacalności przy taryfie FiT w ustawie o OZE; możliwa opłacalność z dotacją)										0,81	0,65
Małe elektrownie wodne – MEWw	0,73 zł/kWh (potrzebna dobra lokalizacja przy najmniejszych mocach)																				

Oznaczenia:

	brak opłacalności
	brak opłacalności bez dotacji rządu min. 5,0%
	możliwa opłacalność przy umiarkowanej dotacji
	możliwa opłacalność bez dotacji dla dobrych lokalizacji małych instalacji OZE
	opłacalność ekonomiczna inwestycji w warunkach proponowanych w projekcie ustawy o OZE
	brak taryfy FiT w projekcie ustawy o OZE

Uwaga: wartości (koszt produkcji energii LCE w zł/kWh) podane w tabeli 1 należy porównać z wysokością taryf FiT zaproponowaną w projekcie ustawy o OZE (por. tabela 1)