



Instytut Energetyki Odnawialnej

ANALIZA MOŻLIWOŚCI WPROWADZENIA SYSTEMU FEED-IN TARIFF DLA MIKRO I MAŁYCH INSTALACJI OZE

Pracę wykonano na zamówienie:
MINISTERSTWA GOSPODARKI



w Instytucie Energetyki Odnawialnej

Autorzy:

Grzegorz Wiśniewski (red.)

Piotr Dziamski

Andrzej Curkowski

Konrad Rosołek

Magdalena Ligus

Anna Oniszk-Popławska.

Aleksandra Arcipowska

Rafał Bartosik

Aneta Więcka

Katarzyna Michałowska-Knap

Tomasz Mroszkiewicz

Warszawa, lipiec 2012 r.

Spis treści

1 Wstęp.....	2
2 Systemy wsparcia energii ze źródeł odnawialnych w postaci <i>feed-in tariff</i> w państwach UE - analiza porównawcza stawek cen gwarantowanych ze szczególnym uwzględnieniem rodzaju technologii oraz mocy	5
2.1 Wstęp.....	5
2.2. Wsparcie dla instalacji na biomasę stałą i biopłyny	6
2.3 Wsparcie dla instalacji na biogaz.....	7
2.4 Wsparcie dla energetyki wiatrowej na lądzie	8
2.5 Wsparcie dla instalacji fotowoltaicznych (PV).....	10
2.6 Mała energetyka wodna	12
3. Metodyka analiz ekonomicznych – metoda LCOE wyznaczania średniego kosztu rozłożonego produkcji energii z OZE oraz założenia podatkowe.....	13
3.1 Założenia metody LCOE.....	13
3.2 Założenia podatkowe.....	17
3.2.1 Zasadnicze założenia.....	17
3.2.2 Dyskusja możliwości opodatkowania producentów energii z OZE.....	19
3.2.3 Przyjęte do analiz kosztowych modele podatnika.....	22
4 Analiza i ocena średnich kosztów produkcji energii z wybranych mikroinstalacji i małych instalacji OZE wraz z analizą wrażliwości	26
4. 1 Małe elektrownie wiatrowe.....	26
4.1.1 Metodyka, źródła danych oraz przyjęte założenia do modelu ekonomicznego	26
4.1.2 Wyniki analiz ekonomicznych	31
4.1.3 Ocena wyników obliczeń kosztów energii i analiza wrażliwości	37
4.2 Systemy fotowoltaiczne.....	42
4.2.1 Źródła danych do analizy ekonomicznej	42
4.2.2 Nakłady inwestycyjne. Koszty eksploatacji elektrowni fotowoltaicznych.....	43
4.2.3 Założenia podatkowe i finansowe. Model inwestora	50
4.2.4 Wyniki analiz ekonomicznych	51
4.3 Mikrobiogazownie i małe biogazownie rolnicze.....	53
4.3.1 Metodyka, źródła danych oraz przyjęte założenia do modelu ekonomicznego	53
4.3.2 Wyniki analiz ekonomicznych	59
4.3.3 Ocena wyników obliczeń kosztów energii i analiz wrażliwości	59
4.4.Kogeneracja na biopaliwa płynne – biopłyny.....	64
4.4.1. Założenia przyjęte do analiz oraz metodyka.....	64
4.4.2. Wyniki oceny kosztów produkcji energii elektrycznej w mikro- i małych instalacjach kogeneracyjnych na biopłyny dla warunków polskich i ich analiza	69
4.5 Mała energetyka wodna	73
4.5.1 Metodyka, źródła danych oraz przyjęte założenia do modelu ekonomicznego	73
4.5.2 Wyniki analiz ekonomicznych	76
4.5.3 Ocena wyników obliczeń kosztów energii i analiza wrażliwości	79
5 Dyskusja wyników i wnioski z analiz - propozycja stawek taryf FiT (cen gwarantowanych) w odniesieniu do badanych mikroinstalacji i małych instalacji OZE.....	83
Załącznik 1. Ocena kosztów ciepła z ciepłowni geotermalnych o mocy do 5 MWt.....	91
Załącznik 2. Opis metody LCOE wykorzystanej w opracowaniu do obliczenia kosztu produkcji jednostki energii z OZE.....	112

1 Wstęp

Niniejsza ekspertyza została opracowana w Instytucie Energetyki Odnawialnej na podstawie umowy z Ministerstwem Gospodarki nr 159/P/75001/12/DEO, z dnia 17 lipca 2012 r. Celem opracowania było wykonanie analiz dotyczących określenia uzasadnionej wysokości stałej ceny jednostkowej zakupu przez tzw. sprzedawcę z urzędu, energii elektrycznej wytworzonej w różnych rodzajach odnawialnych źródeł energii przyłączonych do sieci dystrybucyjnej – tzw. stawek stałych taryf typu FiT (ang.: *feed-in tariff*). Wprowadzenie, po raz pierwszy w Polsce, tego rodzaju instrumentu wsparcia dla mikroinstalacji odnawialnych źródeł energii (OZE) typu prosumenckiego i małych instalacji OZE zapowiada projekt ustawy o odnawialnych źródłach energii („ustawa o OZE”) autorstwa Ministerstwa Gospodarki¹.

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), co jest zasadniczo zgodne z podziałem zaproponowanym w projekcie ustawy o OZE. Zakres przeprowadzonych w niniejszej pracy analiz przedstawiono w tabeli 1.1, wraz z komentarzem dotyczącym ich pokrywania się, oddzielnie dla każdej z analizowanych technologii, z planowanym wsparciem taryfami FiT w projekcie ustawy o OZE.

Tabela 1.1 Zakres przeprowadzonych analiz kosztów produkcji energii elektrycznej i oceny wysokości uzasadnionych taryf dla odnawialnych źródeł energii objętych analizą

Instalacje OZE objęte analizą kosztów lub taryf	Mikroinstalacje – zakresy mocy wg projektu ustawy o OZE z 26-07-2012	Małe instalacje – zakresy mocy wg projektu ustawy o OZE z 26-07-2012	Uwagi dotyczące zakresu analiz w stosunku do projektu ustawy o OZE, w części dot. FiT
1-Biogazownia rolnicza	do 40 kW _{el}	do 200 kW _{el}	<i>Analiza przeprowadzona w zakresie do 250 kW</i>
2-Jednostki kogeneracyjne CHP na biomasę-biopłynny	do 40 kW _{el}	do 200 kW _{el}	<i>Technologia nie występuje w ustawie o OZE, ani na rynku krajowym. Przeprowadzono symulacje do mocy 1 MW, bazując na danych zagranicznych</i>
3-Elektrownie wodne -MEWo	do 40 kW _{el}	do 75 kW _{el}	<i>Analiza przeprowadzona w zakresie do 75 kW</i>
4-Elektrownie wiatrowe -MEWi	do 40 kW _{el}	do 200 kW _{el}	
5-Systemy fotowoltaiczne (PV) zintegrowane z budynkiem	do 40 kW _{el}	do 100 kW _{el}	<i>W projekcie ustawy o OZE brak rozróżnienia wysokości taryf z uwagi na integrację z budynkiem lub jej brak.</i>
6-Systemy fotowoltaiczne (PV) wolnostojące	do 40 kW _{el}	do 100 kW _{el}	

Zasadnicza analiza w zakresie kosztów produkcji energii elektrycznej obejmuje wszystkie spotykane na rynku krajowym rodzaje małoskalowych elektrowni OZE i wszystkie wykorzystywane do produkcji energii elektrycznej odnawialne zasoby energii, za wyjątkiem

¹ Ministerstwo Gospodarki: Projekt ustawy o odnawialnych źródłach energii z dnia 26 lipca 2012 roku.

energii geotermalnej. Dlatego, zgodnie z umową z Zamawiającym, dodatkowo poddano analizie także koszty ciepła produkowanego w ciepłowniach geotermalnych².

Polska po raz pierwszy planuje wprowadzenie taryf typu FiT na energię elektryczną i ten system wsparcia chce zaadresować do inwestujących w mikroinstalacje i małe instalacje OZE obejmowane umownie nazwą „energetyki prosumenckiej”. Wprowadzenie systemu wsparcia FiT oznacza w praktyce ustalenie na określony czas ceny urzędowej na energię elektryczną odbieraną od producenta energii z OZE (tu zazwyczaj wyróżnia się enumeratywnie rodzaje technologii objętych systemem i odpowiedni zakres ich mocy, i wyznacza stałą cenę dla instalacji uruchamianych w danym roku). Oznacza to też stworzenie oddzielnego, regulowanego segmentu na rynku energii. Na liberalizowanym rynku energii znane są jej ceny, w znacznie mniejszym zakresie koszty produkcji. Zatem **wprowadzenie systemu FiT w danym kraju oznacza przede wszystkim konieczność uprzedniego poznania kosztów produkcji energii z poszczególnych** (planowanych do objęcia tym systemem) **technologii OZE w danym roku** i ich monitorowanie celem dopasowywania wysokości taryf dla nowych inwestorów (wchodzących do systemu w kolejnych latach) do zmieniających się kosztów produkcji energii z nowych źródeł w systemie. Taryfa FiT jest więc „stała” na okres np. 15 lat dla konkretnego inwestora uruchamiającego inwestycje w danym roku, ale jej wysokość (na kolejne 15 lat lub tak jak proponuje projekt ustawy o OZE - do 2027 roku) dla podejmowanych nowych inwestycji w następnych latach (2014, 2015 itd.) może się zmienić. Zazwyczaj jej wysokość spada, niekiedy bardzo dynamicznie, gdyż system FiT to nie tylko instrument wypełnienia politycznych celów ilościowych w zakresie produkcji energii z OZE i środek służący redukcji emisji z energetyki (tu: do 2020 roku), ale także narzędzie do dynamicznego rozwoju nowych technologii i rynku tzw. zielonej gospodarki oraz obniżania kosztów technologii OZE, aż do osiągnięcia zrównania kosztów wytwarzania zielonej energii i energii konwencjonalnej (tzw. *grid parity*).

Sam system wsparcia typu FiT jest bardzo rozpowszechniony na świecie (stosuje go ponad 50 krajów, spośród 83 promujących różnymi instrumentami produkcję „zielonej energii”) i jest systemem wsparcia dominującym w UE. Nie wyznacza wyłącznie cen urzędowych na energię, ale aktywnie dostosowywany do rynku wpływa też na „technologiczne krzywe uczenia się” poszczególnych rodzajów OZE i na koszty urządzeń oraz wysokość nakładów inwestycyjnych i w konsekwencji na koszty produkcji energii. Dotychczasowy system świadectw pochodzenia nie pozwolił na rozwój rynku mikroinstalacji OZE. Brak wystarczającego wsparcia dla sektora mikrowytwórców ograniczył rozwój technologii prosumenckich w Polsce, a co za tym idzie, także dostęp do wiarygodnych krajowych danych w zakresie kosztów pozyskania energii z tych źródeł. Z uwagi na różne fazy rozwoju OZE i różne uwarunkowania, ograniczone są też możliwości przeniesienia i adaptacji do warunków polskich kosztów mikroinstalacji i taryf FiT z innych krajów, także z obszaru UE. O ile rynek samych urządzeń jest rynkiem europejskim, a nawet globalnym, o tyle koszty usług są już uwarunkowane lokalnie. Największym jednak problemem utrudniającym przełożenie doświadczeń z innych krajów UE do Polski jest traktatowo zagwarantowana swoboda krajów członkowskich do własnych polityk energetycznych (co skutkuje w dalszym ciągu np. brakiem harmonizacji systemów wsparcia OZE, różną strukturą cen, taryf itp.) oraz własnych, odrębnych systemów podatkowych, co niezwykle silnie wpływa na koszty i opłacalność inwestycji w OZE w poszczególnych krajach. Porównywanie kosztów wytwarzania energii z OZE liczonych nawet tymi samymi metodami w innych krajach UE (nawet o podobnych odnawialnych zasobach energii i zbliżonych

² Zgodnie z uzasadnieniem do projektu ustawy o OZE, produkcja energii elektrycznej z energii geotermalnej (w szczególności w mikroinstalacjach) w najbliższych latach (planowany okres obowiązywania pierwszych taryf typu FiT to 2 lata) o ile się pojawi, będzie miała charakter pomijalny. Stąd też podjęta próba, na bazie przeglądu literatury, uwzględnienia także kosztów produkcji ciepła w większych instalacjach geotermalnych, rzędu 5 MW. Z uwagi na odrębny charakter tych analiz są one ujęte w załączniku (nr 1) do niniejszego opracowania

systemach podatkowych) i ich prognoz oraz uspoźnienie taryf na zieloną energię jest także utrudnione z uwagi na różne stopnie rozwoju rynków OZE w poszczególnych krajach.

Z powyższych powodów do analiz i oceny kosztów energii elektrycznej z mikro- i małych instalacji OZE, tam gdzie tylko było to możliwe, wykorzystano rzeczywiste dane o kosztach inwestycyjnych i eksploatacyjnych z rynku krajowego, uzupełnione założeniami, które wynikają wprost lub można je wyprowadzić z projektu ustawy o OZE. 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*) - zasadniczą formułę tej metody przedstawiono w załączniku nr 2. Metoda ta jest powszechnie stosowana do ustalania wysokości gwarantowanej ceny zakupu energii w krajach stosujących system wsparcia w postaci taryf typu FiT.

Dzięki takim założeniom możliwe staje się porównywanie uzyskanych wyników analiz (kosztów produkcji energii elektrycznej i proponowanych na tej bazie taryf) dla różnych technologii (mikro- i małych instalacji) OZE w Polsce, ale także zestawienie ich z wynikami analiz i taryfami w innych krajach (przy powyższych zastrzeżeniach co do zakresów stosowalności ew. analogii). Obliczone koszty, dla warunków polskich, metodą LCOE, zostały porównane i (jakościowo) poddane walidacji danymi z innych krajów o podobnych uwarunkowaniach, ale odpowiednim już doświadczeniu w stosowaniu systemów wsparcia typu FiT dla mikroinstalacji. Tam, gdzie było to możliwe odniesiono uzyskane wyniki także do innych, nielicznych, tego typu ocen ekonomicznych wykonanych wcześniej dla warunków polskich. W efekcie analiz i wyznaczonych kosztów w zakresie mocy typowych dla mikro- i małych instalacji, zaproponowano wysokości stałych taryf FiT – cen gwarantowanych dla małoskalowych OZE w Polsce i odniesiono je do wysokości taryf zaproponowanych w projekcie ustawy o OZE.

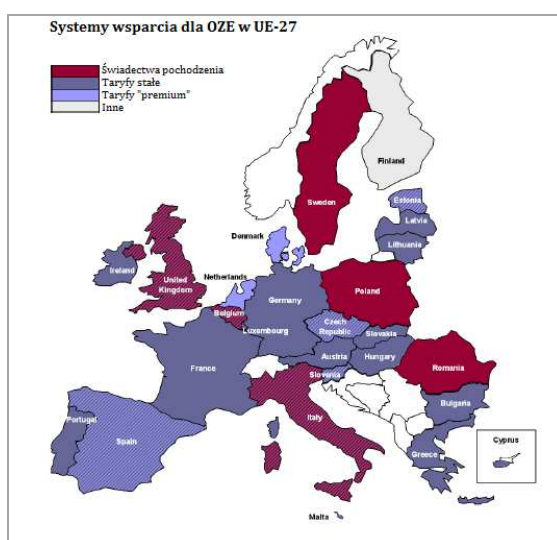
Przy wprowadzaniu systemu stałych taryf należy pamiętać o niepełności i niepełnej reprezentatywności danych wchodzących do modeli ekonomicznych (zwłaszcza na samym początku) oraz dużym zakresie zmienności kosztów w obrębie danego rodzaju OZE i danej technologii oraz zakresu mocy, podczas gdy system FiT oznacza zazwyczaj jedną taryfę w danej grupie/przedziale mocy. Z tych powodów system wyznaczania kosztów i ew. dostosowywania taryf powinien być doskonalonym w przejrzysty sposób (z uwzględnieniem konsultacji). W procesie tym, tam gdzie są możliwości wyboru rozwiązań alternatywnych, możliwe są pewne przesądzenia polityczne, ale powinny one bazować na wynikach szczegółowych analiz ekonomicznych i szerszych analizach systemowych, które jednak wychodzą poza zakres niniejszego opracowania.

Autorzy składają podziękowania wszystkim przedsiębiorstwom i organizacjom oraz osobom, które dostarczyły dane wejściowych do modelu ekonomicznego i które uczestniczyły w konsultacjach. W szczególności dziękują firmie Energa Obrót S.A., Towarzystwu Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych, Fundacji Wspomagania Wsi, Związkowi Pracodawców Forum Energetyki Odnawialnej, firmom Aquael sp. z o.o., Quanteec Europe sp. z o.o., Ekowodrol sp. z o.o., Prometeusz Piotr Duda, Lima Lidia Poroś, RenVolt sp. z o.o., Opa Labor Sp. z o.o, Magnus Larsen s.c., SUNPARK POLSKA Sp. z o.o, Bankowi Ochrony Środowiska S.A. oraz Polskiemu Stowarzyszeniu Geotermicznemu za uwagi dot. kosztów systemów geotermalnych.

2 Systemy wsparcia energii ze źródeł odnawialnych w postaci *feed-in tariff* w państwach UE - analiza porównawcza stawek cen gwarantowanych ze szczególnym uwzględnieniem rodzaju technologii oraz mocy

2.1 Wstęp

Na świecie istnieją zróżnicowane systemy wsparcia dla technologii odnawialnych źródeł energii. W Unii Europejskiej najbardziej popularnym jest system „taryf stałych” (tzw. FiT od angielskiego skrótu *feed-in tariff*), obowiązujący w 20 z 27 krajów Wspólnoty (rys 2.1), jak również w Chinach, Australii, Japonii, Kanadzie, Stanach Zjednoczonych, Indiach i wielu innych.



Rys. 2.1 Systemy wsparcia dla OZE w Państwach Wspólnoty Europejskiej. Źródło: Fraunhofer ISI

Architektura systemów wsparcia FiT w poszczególnych państwach jest różna i dopasowana do lokalnych warunków, w tym kosztów wytwarzania energii z odnawialnych źródeł energii. Głównymi czynnikami różnicującymi są:

- **Wysokość wsparcia** dla poszczególnych technologii OZE, jak również klasyfikacja technologii (m.in. ich rodzaj, moc, wydajność) objętych wsparciem; wysokość wsparcia jest odwrotnie proporcjonalna do wielkości instalacji i najczęściej różna dla poszczególnych technologii;
- **Długość okresu wsparcia**, dla konkretnej inwestycji określona w latach (zazwyczaj 10-25 lat) od daty pierwszego uruchomienia instalacji;
- **System dodatkowych bonusów** (w ramach systemu FiT) udzielanych np. w związku ze zwiększoną produktywnością źródeł lub dla źródeł o mniejszej mocy;
- **Degresja** czyli planowane tempo zmian (zazwyczaj spadku) wysokości taryf (w stosunku do roku poprzedniego) dla instalacji oddawanych do użytku w kolejnych latach

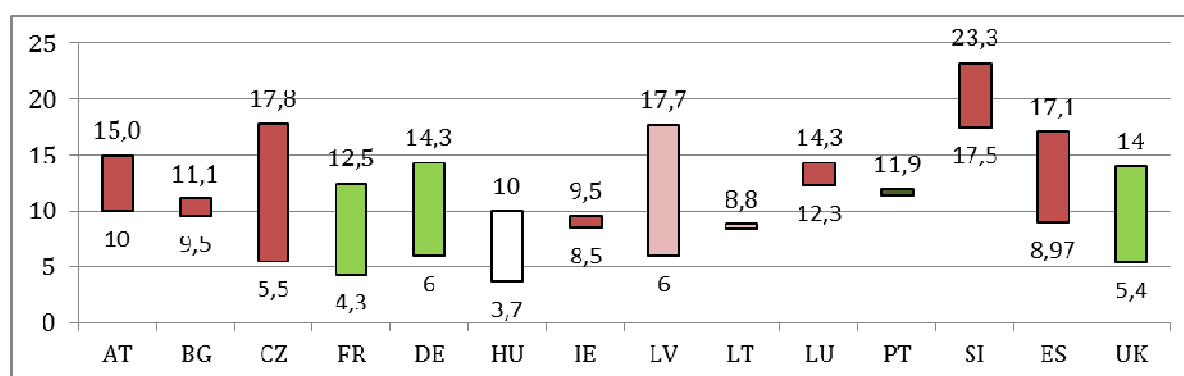
Warto zwrócić uwagę, iż w niektórych państwach system stałych taryf FiT występuje jako dodatkowy mechanizm wsparcia (obok stosowanego np. w Polsce systemu świadczeń pochodzenia lub systemu taryf typu *premium*, czyli taryfy wyższej od ceny rynkowej energii ale zmieniającej się dynamicznie i proporcjonalnie w stosunku do tej ceny). Służy on wówczas

wspieraniu pewnych, określonych przez ustawodawcę technologii, w tym bardzo często małych i mikro instalacji.

W niniejszym rozdziale przedstawiono przykładowe systemy FIT funkcjonujące w krajach Unii Europejskiej, w tym w szczególności Niemczech i Wielkiej Brytanii. Szczególną uwagę zwrócono na porównanie poziomów wsparcia dla wybranych technologii OZE, jak również różnice w funkcjonowaniu systemów.

2.2. Wsparcie dla instalacji na biomasę stałą i biopłynny

Wysokość wsparcia dla instalacji na biomasę w ramach systemu FiT w poszczególnych krajach UE zawiera się w przedziale od 3,4 do 24 ct/kWh (rys. 2.2). Wysokość wsparcia uzależniona jest zarówno od wielkości instalacji, rodzaju biomasy, jak również dostępności dodatkowych bonusów związanych z efektywnością instalacji czy skojarzonym wytwarzaniem energii.



Rys. 2.2 Wsparcie dla instalacji na biomasę w systemie FiT [ct/kWh] Źródło: opracowanie własne na podstawie: <http://www.res-legal.de>. Kolorami oznaczona jest długość okresu wsparcia: ciemnozielonym-25 lat, zielonym 20 lat, czerwonym 10 lat, białym – bez limitu. Uwaga: symbol „ct” oznacza 1/100 euro (eurocenty). Oprac. IEO.

Rysunek 2.2 przedstawia zakres dostępnych taryf stałych dla instalacji na biomasę w wybranych krajach UE. W krajach takich jak Austria, Niemcy, Hiszpania i Bułgaria wysokość taryf stałych zależy zarówno od mocy instalacji (z preferencjami dla małych instalacji) oraz od rodzaju biomasy (z preferencjami dla biomasy odpadowej i upraw energetycznych). W Słowenii, Luksemburgu, Grecji oraz na Łotwie jedynym kryterium jest wielkość instalacji. Dla odmiany w Czechach i Irlandii wysokość wsparcia zależy jedynie od rodzaju biomasy (substratu). Ciekawym przykładem jest system FiT na Węgrzech gdzie zróżnicowanie wysokości taryfy jest uzależnione od czasu, w jakim w danej instalacji produkowana jest energia (na korzyść jej pracy w okresie wzmożonego zapotrzebowania na energię).

Jednak niemalże we wszystkich krajach UE wysokość wsparcia rośnie odwrotnie proporcjonalnie do wielkości instalacji na biomasę. Najwyższe wsparcie przyznawane jest instalacjom o mocy nie przekraczającej 1MW. W Austrii funkcjonuje 7 poziomów wsparcia, z czego najwyższy dotyczy instalacji, o mocy nie przekraczającej 100 kW i korzystających, w co najmniej w 80%, z lokalnego paliwa biomasowego. Na Słowenii najlepsze warunki mają instalacje o mocy do 50 kW, dla których wysokość taryfy ustalana jest indywidualnie.

W niektórych państwach UE (m.in. Niemcy, Austria, Francja) obowiązują systemy dodatkowego wsparcia, tzw. bonusów, związanych m.in. z produktywnością, innowacyjnością instalacji, systemami kogeneracyjnymi czy wykorzystaniem biopłynów. Np. w Niemczech instalacje

wysokiej sprawności (np. instalacje CHP do 500 kW) mogą uzyskać dodatkowo nawet do 3 ct/kWh wsparcia. Bonus związany z rodzajem wykorzystywanego paliwa (w tym biopłynów) może sięgać od 2,5 do 8 ct/kWh.

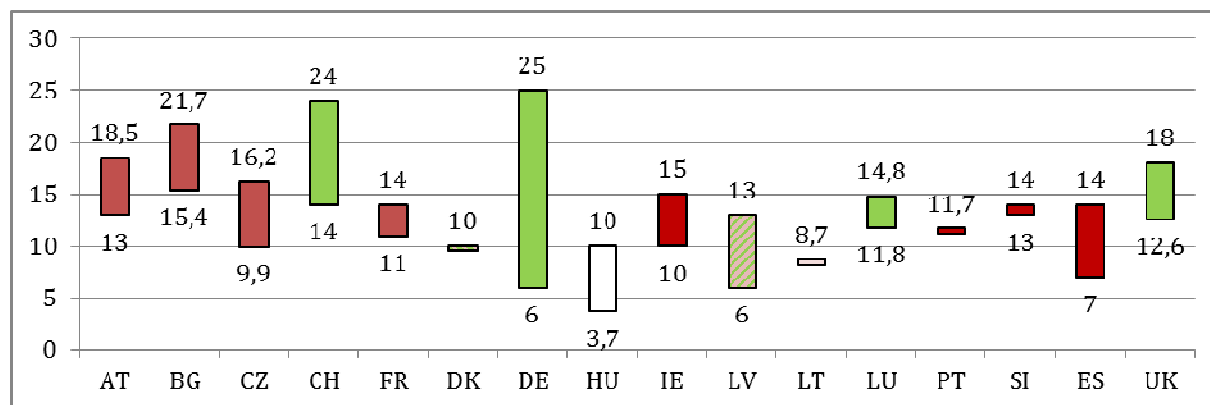
Tabela 2.1 przedstawia przykładowe systemy wsparcia dla małych instalacji CHP na biomasę (w tym biopłyny) w Niemczech, Wielkiej Brytanii oraz Austrii. W polskim projekcie ustawy z dnia 26 lipca 2012 roku określającej wysokość wsparcia dla małych i mikro instalacji, nie pojawiły się rozwiązania dla tego typu instalacji.

Tabela 2.1. Wsparcie dla małych instalacji CHP na biomasę (w tym biopłyny)

	Niemcy	Wielka Brytania	Austria
Wysokość taryfy [ct/kWh] w zależności od mocy instalacji [kW]	<150 kW: 14.3ct/kWh 150-500 kW: 12.3ct/kWh	<200 kW: 14 (11 p/kWh)** 200-1000: 5.4 (5,1 p/kWh)**	<500 kW: 14.98 ct/kWh
Bonusy	+ CHP bonus : 2.97 ct/kWh + biopłyny bonus*: 5.94ct/kWh	Instalacje CHP o mocy < 2 kW: 12.75 (11.0 p/kWh) **	+ CHP bonus : 2 ct/kWh +biopłyny bonus: 5.8 ct/kWh
Informacje dodatkowe	*Instalacje wykorzystujące biopłyny jako drugie paliwo w instalacjach CHP mogą ubiegać się o wsparcie w ramach FIT	* taryfy w ramach wsparcia RHI obowiązujące od 1.04.2012 ** taryfy dostępne są dla 30000 instalacji w ramach FIT	Małe instalacje kogeneracyjne na biomasę mogą liczyć na dodatkowe wsparcie regionalne
Okres wsparcia [lat]	20 lat	20 lat	15 lat
Stopień degresji [%]	2% (taryfa bazowa) 1% (bonusy)	Wysokość taryf zależna od indeksu inflacji, jest publikowana każdego roku do 31 marca	1-1,5% ogłaszane każdego roku przez Ministerstwo Gospodarki

2.3 Wsparcie dla instalacji na biogaz

Architektura systemu wsparcia dla instalacji wykorzystujących biogaz w krajach UE jest zbliżona do systemu wsparcia dla biomasy. W tym przypadku system niemiecki, austriacki, ale również francuski wydają się najbardziej rozwinięte i zróżnicowane ze względu na moc instalacji, jak również rodzaj wykorzystanego substratu. Z uwagi na rodzaj substratu wysokość wsparcia ustalana jest w m.in. Czechach, Irlandii, Słowenii. Bułgaria i Hiszpania natomiast przy ustalaniu taryf stałych kieruje się wielkością instalacji.



Rys. 2.3 Wsparcie dla instalacji na biogaz w systemie FIT [ct/kWh]. Kolorami oznaczona jest długość okresu wsparcia: ciemnozielonym-25 lat, zielonym 20 lat, czerwonym 15 lat, różowym 10 lat, białym – bez limitu. Źródło: opracowanie własne na podstawie : <http://www.res-legal.de>. Oprac. IEO.

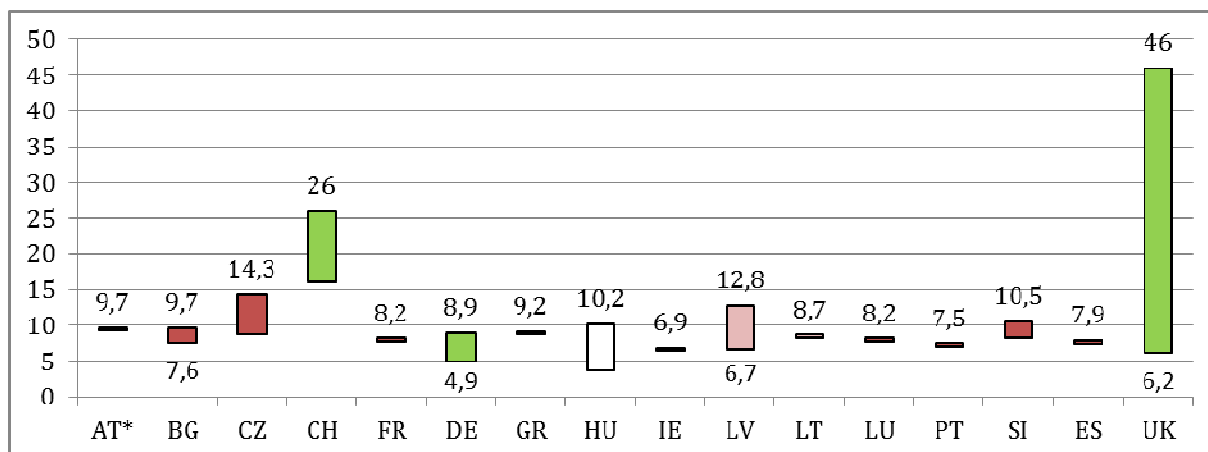
W Niemczech najwyższe wsparcie kierowane jest do małych instalacji wykorzystujących biogaz rolniczy, o mocy nie większej niż 75 kW, w Luksemburgu nie większej niż 150 kW, a w Wielkiej Brytanii oraz Austrii są to instalacje o mocy poniżej 250 kW. W Niemczech, podobnie jak we Francji i Austrii, o dodatkowe wsparcie mogą ubiegać się nowoczesne instalacje o wysokiej efektywności. Tabela 2.2 prezentuje przykładowe systemy wsparcia dla małych instalacji biogazu w Niemczech, Wielkiej Brytanii i Danii.

Tabela 2.2. Wsparcie dla małych instalacji na biogaz.

	Niemcy	Wielka Brytania	Dania
Wysokość taryfy [ct/kWh] w podziale na moc instalacji [kW]	< 75 kW: 25.0 (b. rolnicze) <150 kW : 14.3 150-500 kW: 12.3	≤250kW: 18.0 (14,7 p/kWh) 250-500: 17.4 (13,6 p/kWh)	10,0 (b. rolnicze) Od 2013 r. taryfa wzrosła do 15.4 ct/kWh
Bonusy Informacje dodatkowe	+ CHP bonus : 2.97 +bonus produktywnościowy: 1-3		Zwolnienia z podatku dla instalacji biogazowych z CHP; Granty w wysokości 20-30% kosztów inwestycyjnych;
Okres wsparcia [lat]	20 lat	20 lat	10-20 lat
Stopień degresji [%]	2% (taryfa bazowa) 1% (bonusy)	Wysokość taryf, zależna od indeksu inflacji, jest publikowana każdego roku do 31 marca	Wysokość taryfy ustalana każdego roku do 1 stycznia, zależna od zmian w kosztach generacji energii

2.4 Wsparcie dla energetyki wiatrowej na lądzie

Wysokość wsparcia dla energetyki wiatrowej na lądzie w większości krajów UE przyjmuje porównywalne wartości, z przedziału od 7-10 ct/kWh. Wyjątkiem jest system brytyjski, gdzie wysokość taryf przyporządkowana jest 7 kategoriom wielkości instalacji. Te o najmniejszych mocach, nie przekraczających 1,5 kW, mogą liczyć na wsparcie w wysokości nawet do 42 ct/kWh.



Rys. 2.4 Wsparcie dla energetyki wiatrowej na lądzie w systemie FIT [ct/kWh]. Kolorami oznaczona jest długość okresu wsparcia: ciemnozielonym - 25 lat, zielonym - 20 lat, czerwonym - 15 lat, różowym - 10 lat, białym - bez limitu. Źródło: opracowanie własne na podstawie : <http://www.res-legal.de>. Oprac. IEO.

W większości krajów UE które nie promują mikroinstalacji wysokość wsparcia dla energetyki wiatrowej na lądzie nie jest różnicowana pod względem wielkości instalacji. Poza Wielką Brytanią, wymienić można systemy wsparcia promujące małą energetykę wiatrową, funkcjonujące w Irlandii, Hiszpanii, Słowenii czy na Łotwie. Wysokość wsparcia rośnie odwrotnie proporcjonalnie do mocy instalacji. Dla przykładu system łotewski promuje instalacje o mocy niższej niż 250 kW, natomiast słoweński do 50 kW.

Ciekawe, choć trudne do stosowania w praktyce, rozwiązanie zostało wprowadzone w Bułgarii, gdzie wysokość taryf uzależniona jest od czasu pracy elektrowni wiatrowej w ciągu roku. Najwyższe wsparcie mają instalacje, które pracują co najmniej 2250 godzin w roku. Dodatkowo osobną kategorię wsparcia stanowią turbiny wiatrowe o mocy nie przekraczającej 800 kW.

W Grecji natomiast wysokość taryfy zależna jest od systemu, w jakim pracuje turbina. Niższe wsparcie przewidziano dla systemów przyłączonych do sieci elektroenergetycznej, a wyższe dla instalacji pracujących w systemach wyspowych. Na Węgrzech wysokość taryf (dla wszystkich technologii) zróżnicowana jest w zależności od czasu produkcji energii; wsparcie jest proporcjonalne do zapotrzebowania na energię w systemie elektroenergetycznym.

Podobnie jak dla innych technologii OZE, systemy wsparcia dla energetyki wiatrowej są dodatkowo urozmaicone w niektórych krajach systemem bonusów. Najczęściej są one związane z efektywnością instalacji. We Francji instalacje o dużej efektywności mogą liczyć dodatkowo na 10 letni okres wsparcia (do obowiązującego okresu 10-letniego). W Niemczech poza bonusem przedłużającym wsparcie o 5 lat dla instalacji o dużej sprawności, dodatkowo premiiowane są instalacje powstające w miejsce zamortyzowanych i przeznaczonych do demontażu turbin wiatrowych (tzw. *repowering bonus*).

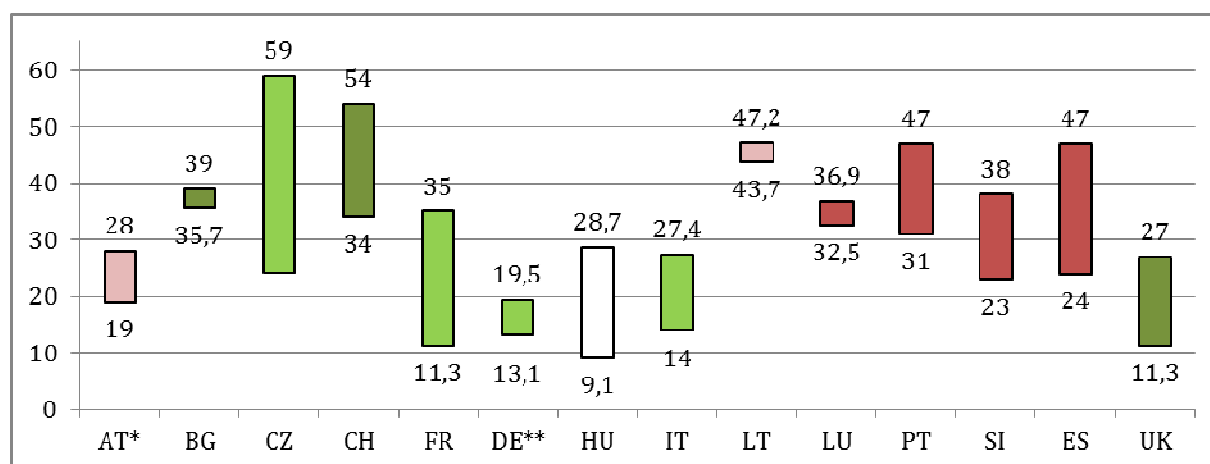
Okres wsparcia dla energetyki wiatrowej to przeważnie od 15 do 20 lat. Niemniej jednak, w wielu przypadkach wysokość wsparcia po 10-15 latach zmniejsza się znacząco.

Tabela 2.3. Wsparcie dla małych elektrowni wiatrowych

	Niemcy	Wielka Brytania	Hiszpania
Wysokość taryfy [ct/kWh] w podziale na moc instalacji [kW]	< 50 kW: 8.9 Pozostałe instalacje: 8.93 : pierwsze 5 lat 4.87 : kolejne lata	<1,5 kW: 46 (35.8 p/kWh) 1,5- 15 kW: 35.6 (28.0 p/kWh) 15-100 kW: 32.3 (25.4 p/kWh) 100-500 kW: 26.2 (20.6 p/kWh)	Wszystkie instalacje: 7.9
Bonusy Dodatkowe informacje	+ Repowering bonus: 0.5 + System bonus: 0.48	Ułatwienia w koncesjonowaniu instalacji poniżej 50 kW.	Możliwe wsparcie po 20 roku funkcjonowania instalacji na poziomie: 6,6
Okres wsparcia [lat]	20 lat	20 lat	20 lat +
Stopień degresji [%]	1,5%	Wysokość taryf, zależna od inflacji, jest publikowana każdego roku do 31 marca	0%

2.5 Wsparcie dla instalacji fotowoltaicznych (PV)

Systemy wsparcia dla instalacji fotowoltaicznych w ramach FiT są bardzo różnorodne, a ich dynamika zmian największa (w porównaniu do innych technologii OZE). Możemy znaleźć takie systemy wsparcia, w których wysokość taryf stałych uzależniona jest od wielkości instalacji, jej umiejscowienia (instalacje wolnostojące i zintegrowane z budynkiem), stopnia integracji z budynkiem (pełna, częściowa), rodzaju budynku, do którego przynależą (komercyjny, mieszkalny, przemysłowy), a nawet kwestii przyłączenia instalacji do sieci czy ilości energii elektrycznej zużywanej przed użytkowników budynku.



Rys.2.5 Wsparcie dla instalacji PV w systemie FiT [ct/kWh] Kolorami oznaczona jest długość okresu wsparcia: ciemnozielonym - 25 lat, zielonym - 20 lat, czerwonym - 15 lat, różowym - 10 lat, białym - bez limitu. Źródło: opracowanie własne na podstawie : <http://www.res-legal.de>. Oprac. IEO.

Najbardziej rozbudowane systemy wsparcia dla PV zostały wprowadzone we Włoszech oraz w Niemczech. We Włoszech obecnie największe wsparcie kierowane jest do mikroinstalacji PV (1-3 kW), przyłączonych do sieci elektroenergetycznej i w pełni zintegrowanych z budynkiem typu mieszkalnego³. Podobnie w Niemczech, są to małe instalacje zintegrowane z budynkiem (umiejscowione na dachu) oddające energię elektryczną do sieci elektroenergetycznej.

Podobne systemy uwzględniające poza mocą instalacji rodzaj budynku, na którym się znajduje funkcjonują we Francji, Austrii, Portugalii i Słowenii. W Wielkiej Brytanii istnieje dodatkowo rozróżnienie wysokości taryf dla instalacji lokalizowanych na nowych i modernizowanych budynkach.

W Grecji, która ma najwyższe taryfy dla instalacji fotowoltaicznych, na poziomie 55 ct/kWh, obowiązują one tylko dla ściśle określonej grupy instalacji tj. o mocy do 10 kW, zintegrowanych z budynkiem mieszkalnym lub budynkiem należącym do małego/średniego przedsiębiorstwa.

W przypadku instalacji fotowoltaicznych, poza funkcjonującymi systemami FiT realizowane są liczne dodatkowe programy wsparcia, przede wszystkim w postaci grantów inwestycyjnych.

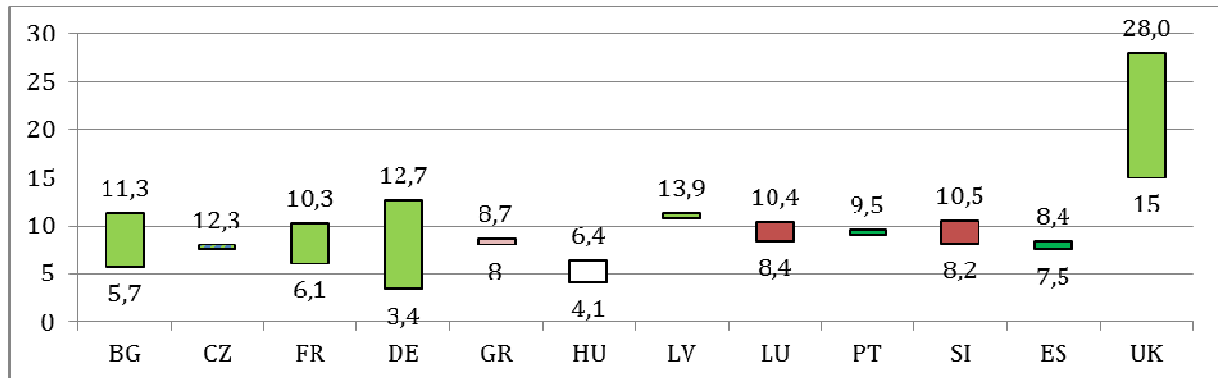
Tabela 2.4. Wsparcie dla małych instalacji słonecznych

	Niemcy	Wielka Brytania	Włochy
Wysokość taryfy [ct/kWh] w podziale na moc instalacji [kW]	Instalacje zintegrowane z budynkiem: ≤ 10 kW: 19.50 10- 40 kW: 18.50 40-1000kW: 16.50 Instalacje wolnostojące: 13.50	Instalacje zintegrowane z budynkiem: < 4kW: 27.0 4kW - 10kW: 21.4 10kW - 50kW: 19.3 50 kW - 250kW: 16.4 Instalacje wolnostojące: 10.8	Instalacje zintegrowane z budynkiem (od 06/2012): 1-3kW: 27.4 3-20kW: 24.7 20-200kW: 23.3 Instalacje naziemne 1-3kW: 24 3-20kW: 21.9 20-200kW: 20.6 + dodatkowe bonusy, związane z wykorzystaniem technologii produkowanych lokalnie, lub wymianą powierzchni azbestowych.
Okres wsparcia [lat]	20 lat	25 lat	20 lat
Stopień degresji [%]	1%* (współczynnik jest regulowany w zależności od ilości inwestycji w mijającym roku, może osiągnąć nawet 9%)	Wysokość taryf zależna od wskaźnika inflacji, jest publikowana każdego roku do 31 marca	2-4% określone dla poszczególnych technologii indywidualnie

³ Zgodnie z zapowiedziami, w 2013 roku we Włoszech spodziewane jest ograniczenie wysokości taryfy dla fotowoltaiki nawet o 40%.

2.6 Mała energetyka wodna

Systemy wsparcia FiT w krajach UE są najbardziej zróżnicowane dla technologii małej energetyki wodnej. Mimo, iż w UE najczęściej MEW definiowana jest jako instalacje do 10 MW, są również przykłady systemów, w których promowane są instalacje małe, nawet o mocy zainstalowanej ok. 15 kW.



Rys. 2.6 Wsparcie dla instalacji małej energetyki wodnej w systemie FiT [ct/kWh]. Kolorami oznaczona jest długość okresu wsparcia: ciemnozielonym-25 lat, zielonym 20 lat, czerwonym 15 lat, różowym 10 lat, białym – bez limitu. Źródło: opracowanie własne na podstawie : <http://www.res-legal.de>. Oprac. IEO.

Krajem w którym wsparcie dla energetyki wodnej jest najbardziej zróżnicowane jest Wielka Brytania. W czterech przedziałach wielkości inwestycji różnicowany jest tu poziom wsparcia, z korzyścią dla instalacji o mocy zainstalowanej mniejszej niż 15 kW. Również w Słowenii największe wsparcie kierowane jest do najmniejszych instalacji, o mocy zainstalowanej mniejszej niż 50 kW. Bardzo interesujący system wsparcia energetyki wodnej funkcjonuje w Bułgarii. Taryfy są tu różnicowane w zależności od wielkości instalacji, ale również spadku rzeki. Największe wsparcie przysługuje MEW o mocy zainstalowanej nie większej niż 200 kW. We Włoszech, Czechach, Luksemburgu najbardziej korzystne warunki wsparcia MEW mają instalacje o mocy <1 MW. W Niemczech są to instalacje o mocy nie przekraczającej 5 MW. We Francji przyznawany jest specjalny bonus dla MEW oraz dla instalacji produkujących energię zimą.

W Austrii, gdzie duża część energii produkowana jest w elektrowniach wodnych, inwestycje małych mocy wspierane są poza systemem FiT. Zamiast taryf stałych mogą one ubiegać się o grant w wysokości nawet do 30% kosztów inwestycji (w tym modernizacji). Okres wsparcia dla energetyki wodnej wynosi w różnych krajach od 15 nawet do 30 lat (w Czechach).

Tabela 2.5. Wsparcie dla małych elektrowni wodnych

	Niemcy	Wielka Brytania	Republika Czeska
Wysokość taryfy [ct/kWh] w podziale na moc instalacji [kW]	< 500 kW: 12.7 500-2000 kW: 8.8	< 15kW: 28.0 (21.9 p/kWh) 15-100 kW: 25.0 (19.6 p/kWh) 100-2000 kW: 15.4 (12.1 p/kWh)	12.3 ct/kWh (w zależności roku powstania instalacji)
Okres wsparcia [lat]	20 lat	20 lat	15-30 lat W przyszłym roku w Czechach w życie wchodzi nowa ustawa, która zmienia długości okresu wsparcia dla wszystkich technologii.
Stopień degresji [%]	1%	Wysokość taryf zależna od wskaźnika inflacji, jest publikowana każdego roku do 31 marca	Każdego roku ustalany jest stopień degresji. Wysokość taryfy nie może jednak w ciągu pierwszych 10 lat być niższa niż 95% taryfy ustalonej w poprzednim roku

3. Metodyka analiz ekonomicznych – metoda LCOE wyznaczania średniego kosztu rozłożonego produkcji energii z OZE oraz założenia podatkowe

3.1 Założenia metody LCOE

Znajomość dynamicznie zmieniających się kosztów produkcji energii z OZE staje się niezwykle istotna, w sytuacji coraz bardziej powszechnego stosowania w różnych krajach instrumentów wsparcia rozwoju energetyki odnawialnej (w tym stałych taryf typu FiT) i konieczności dostosowania ich do aktualnej, dynamicznie zmiennej sytuacji na rynkach. Brak znajomości rzeczywistych kosztów lub błędne informacje na ten temat zniekształcają obraz rynku i prowadzą do nieoptymalnych, a nawet nieracjonalnych decyzji politycznych i nieadekwatnego wsparcia. Niestety, w warunkach krajowych brakuje zweryfikowanych modeli, powszechnie uznanych metod i publicznie dostępnych wyników konkretnych analiz ekonomicznych dla energetyki odnawialnej, a w szczególności dla małoskalowych OZE, gdzie brak jest także znaczącego doświadczenia inwestycyjnego i eksploatacyjnego, a więc wiarygodnych i reprezentatywnych danych źródłowych. Ostatnia, kompleksowa i publicznie dostępna ocena ekonomiczna OZE⁴, pozwalająca na porównanie kosztów różnych źródeł (z uwzględnieniem niektórych mikróźródeł) została wykonana w Polsce na początku ubiegłej dekady, na zlecenie

⁴ Wiśniewski G. (red.). Ocena ekonomiczna i prawna wykorzystania odnawialnych źródeł energii. EC BREC, Warszawa 2000 r. http://www.ieo.pl/pl/ekspertyzy/doc_details/277-ekonomiczne-i-prawne-aspekty-wykorzystania-odnawialnych-rode-energii-w-polsce-30032000r.html

Ministerstwa Środowiska. Brak aktualnych, wiarygodnych ocen ekonomicznych OZE staje się zatem barierą w rozwoju polityki i prawa w zakresie OZE.

Wobec wielu ww. problemów autorzy niniejszego opracowania zdecydowali się na dostosowanie do ocen ekonomicznych małoskalowych instalacji OZE modelu wykorzystywanego powszechnie i specjalnie dla analizy i oceny kosztów na potrzeby wyznaczenia wysokości stałych taryf typu FiT dla mikro- i małych instalacji OZE w innych krajach. Spośród różnych dostępnych modeli i analiz, jako najbardziej adekwatny i obecnie najszerzej rozpowszechniony w krajach stosujących FiT wybrano model obliczeń rozłożonego (zlinearyzowanego) kosztu produkcji energii - tzw. **LCOE** (ang. *Levelised Cost of Energy*), wykorzystywany w sposób ciągły m.in. w Niemczech do kompleksowej oceny skuteczności stosowania i korekt (aktualizacji) systemu stałych taryf typu FiT (w ramach ustawy EEG)⁵ oraz szeroko na świecie do oceny kosztów produkcji energii z różnych OZE^{6,7} i ich wzajemnych porównań⁸. W Polsce metoda ta została zastosowana w 2011 roku m.in. do (porównawczej) oceny kosztu produkcji energii elektrycznej z morskich farm wiatrowych⁹. Jest to model mikroekonomiczny, „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 „realnej” walucie zł/kWh (ew. w zł/MWh) roku wybranego jako bazowy, rozumianego jako cena za energię elektryczną jaką należałoby pobierać przez cały okres użytkowania elektrowni aby pokryć wszystkie koszty: 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).

W niniejszej pracy model LCOE został dostosowany do warunków budowy w Polsce mikro- i małych instalacji w 2013 roku (oczekiwane wprowadzenie w Polsce systemu FiT oraz nowych uwarunkowań proceduralnych zapowiedzianych w projekcie ustawy o OZE), na bazie danych kosztowych i innych uwarunkowań prawnych obowiązujących w 2012 roku. Przyjęty do analiz model LCOE, po adaptacji do uwarunkowań krajowych, jest modelem „kosztowym” (pomija stronę przychodową) i z definicji **nie zakłada także możliwości skorzystania z jakiegokolwiek systemu wsparcia dla OZE** (dotacje, specjalne ulgi podatkowe itp.).

Opis modelu LCOE do obliczeń rozłożonego kosztu produkcji energii wraz z użytymi formułami matematycznymi i ekonomicznymi znajduje się w załączniku 2 do niniejszego opracowania.

Dodatkowego komentarza wymaga sposób liczenia kosztów (wymaganej ceny) energii i jego wpływu na wyniki. Model LCOE uwzględnia zdyskontowane na dany okres przepływy pieniężne. Jako rok bazowy przyjęto 2012. Model umożliwia zatem policzenie kosztu na 2012 r. (w cenach z 2012 r.). Jest to równocześnie cena (również w wartościach 2012 r.) która podstawiona do

⁵ Schmidt M.: Analyseraster für die Berechnung der Stromgestehungskosten – Methodik; im Rahmen der Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG . Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Stuttgart, 2012.

⁶ Cory K., P. Schwabe; Wind Levelized Cost of Energy: A Comparison of Technical and Financing Input Variables. National Renewable Energy Laboratory, Technical Report, NREL/TP-6A2-46671 October 2009

⁷ Brankera K., M.J.M. Pathaka, J.M. Pearce.: A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15 (2011) 4470– 4482.

⁸ IPCC: Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change. 9-May-2011.

⁹ Wiśniewski G. K. Michałowska-Knap, M. Ligus, A. Arcipowska: Analiza porównawcza kosztów morskiej energetyki wiatrowej i energetyki jądrowej. Warszawa 2011 r.

http://www.pl.boell.org/downloads/Raport_Morski_wiatr_kontra_atom_www.pdf

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 standardowej metodzie NPV oceny inwestycji (założenia dotyczące WACC podano poniżej).

Przekształcenie ww. równania nie jest proste, ponieważ NPV dla elektrowni to suma zdyskontowanych przepływów w całym okresie trwałości. Metoda stosowana jednocześnie do oceny kosztów produkcji energii z różnych technologii daje najlepsze wyniki przy porównywaniu technologii o równym okresie trwałości. Dla uproszczenia, w wariantcie bazowym przyjęto umowny, równy dla wszystkich badanych małoskalowych technologii OZE 15 letni okres trwałości¹⁰. Okres ten odpowiada także zakładanemu w projekcie ustawy o OZE okresowi wsparcia systemem FiT instalacji budowanych w 2013 roku.

Dla uproszczenia, w celu zachowania porównywalności wyników oraz aby nie pogłębiać niespójności wyników, do analiz przyjęto taką samą strukturę finansowania: 80% finansowania z długu oraz 20% kapitału własnego dla wszystkich technologii. Jest to inna struktura niż preferowana przez banki przy dotychczasowym finansowaniu budowy większych instalacji OZE wspieranych systemem świadczeń pochodzenia (ŚP), które zwłaszcza obecnie, przy zagrożeniu nadpodażą ŚP i spadkiem ich wartości, oczekują udziału kapitału własnego na poziomie 50%. Warto jednak zauważyć, że system FiT obniża ryzyko inwestycyjne w stosunku do systemu ŚP i pozwala na łatwiejsze (i tańsze, o czym dalej) pozyskanie kapitału. Ponadto, w preferowanym w projekcie ustawy o OZE, zastosowaniu systemu FiT w segmencie prosumenckim, gdzie dominują jako inwestorzy osoby fizyczne i rolnicy (np. w Niemczech 50-60% wszystkich inwestorów), trudno sobie wyobrazić, aby przy bardziej masowych inwestycjach rzędu 100 tys. zł udział wkładu własnego przekraczał 20%. Do takiego modelu finansowania w przypadku wprowadzenia systemu FiT dostosowuje się też system bankowy. W warunkach niemieckich¹¹ 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), co zostanie wyjaśnione w podrozdziale 3.2. Przy powyższych założeniach dot. struktury i kosztów kapitału, i przy ryczałcie podatkowym (5,5%), WACC wyniesie zaledwie 8% (z podatkiem 19% - odpowiednio 7,4%), co odzwierciedla umiarkowane założenia (oczekiwania) co do skali rentowności inwestycji wspartych pierwszymi taryfami FiT.

Komentarza wymaga tu szczególnie przyjęcie stosunkowo niskiego „kosztu” kapitału własnego (8%), który w metodzie LCOE jest oczekiwaną przez inwestora stopą zysku (rentowności) z inwestycji – praktycznym odpowiednikiem wewnętrznej minimalnej stopy zwrotu (IRR) dla kapitału własnego w tradycyjnym rachunku ekonomicznym. Warto zauważyć że firmy inwestujące w energetykę, w tym w szczególności w wielkoskalową energetykę odnawialną,

¹⁰ Nie wchodząc w szczegóły warto zauważyć, że model LCOE faworyzuje w pewnym zakresie technologie o dłuższym okresie życia (daje proporcjonalnie nieco niższe koszty produkowanej energii, liczone w walucie i cenach z 2012 roku). Założenie o 15-letnim okresie wsparcia jest w pełni zasadne dla wszystkich analizowanych w niniejszej pracy technologii OZE małej skali, za wyjątkiem małej energetyki wodnej (MEWo), gdzie zwyczajowo przyjmowane okresy trwałości wynoszą ok. 30-50 lat. Oznacza to, że obliczone w dalszej części pracy koszty produkcji energii z MEWo są w rzeczywistości, z uwagi na ww. założenia metodyczne, o ok. 3% niższe (przez analogię do innych analiz porównawczych technologii o diametralnie różnych okresach trwałości, np. z cytowanego wcześniej raportu „Analiza porównawcza kosztów morskiej energetyki wiatrowej i energetyki jądrowej”). Zwłaszcza w przypadku MEWo łatwo zauważyć, że ze względu na olbrzymi zakres zmienności i niepewności innych parametrów kosztowych, powyższy błąd systemowy jest niewielki.

¹¹ BMU: PV Support Policies and possible coordination - focus on methodology for PV cost assessment. Berlin, 2012.

oczekują stopy zwrotu kapitału własnego na poziomie 14-16%. Praktyka inwestowania mieszkańców w małej skali technologie energetyki odnawialnej (do produkcji ciepła, ponieważ nie było dotąd rynku ma mikroinstalacje OZE do produkcji energii elektrycznej), takie jak kolektory słoneczne, pokazuje, że obywatele akceptują znacznie niższe stopy zwrotu nakładów, zwłaszcza tam, gdzie decyduje długotrwałe bezpieczeństwo energetyczne, perspektywa oszczędności w dłuższym okresie, obawa przed wzrostem cen paliw i energii oraz gdy inwestycje proekologiczne cieszą się wysoką akceptacją i mają wysoki priorytet. W takich sytuacjach akceptowalna jest stopa zwrotu poniżej 10%, nawet na poziomie oprocentowania depozytów bankowych i z tej grupy wywodzić się też będzie (tak jak w innych krajach) najwięcej beneficjentów FiT inwestujących w mikroinstalacje. Stąd przyjęty niski „koszt” (odpowiednik minimalnej IRR) kapitału własnego wydaje się realnym założeniem, korzystnym dla gospodarki w której obywatele indywidualnymi, niekonsumpcyjnymi decyzjami inwestycyjnymi (w środki produkcji) rozwiązują problemy energetyczne, ekologiczne i pobudzają zrównoważony wzrost gospodarczy. Warto jednak zauważyć, że w tym modelu, przy wielu korzyściach zewnętrznych, obywatele – inwestorzy i przyszli prosumenci – przejmują i rozpraszają ryzyko oraz wkładają także własną pracę (czas), bardzo często nie uwzględnianą w typowych rachunkach ekonomicznych.

Zasadniczym modelem podatkowym przyjętym w analizach ekonomicznych dla mikro- i małych instalacji OZE jest ryczałt (więcej w następnym podrozdziale), który nie pozwala na uwzględnienie żadnych indywidualnych kosztów inwestora jako kosztu podatkowego, a wyjątkowo podatek liniowy, przy którym przynajmniej wkład pracy własnej („in kind”) inwestora nie jest kosztem podatkowym. W analizach (szerzej opisanych w rozdziale 4) oszacowano jednak koszty wkładu pracy własnej inwestora i uwzględniono je w obliczeniach kosztu produkcji energii na potrzeby wyznaczenia stawek taryf FiT. Potraktowano je jako koszt alternatywny pracy własnej zarobkowej, uznając, że właściciel mikroinstalacji inwestuje z zamiarem sprzedaży energii do sieci i dodatkowego (w stosunku np. do pracy etatowej; patrz model podatnika w kolejnym podrozdziale) zarobkowania, 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 (inwestycja tylko w celu zaspokojenia potrzeb własnych i ograniczenia kosztów energii w koszyku kosztów gospodarstwa domowego) alternatywny koszt można odnieść do wysokości (stawki godzinowej) przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w gospodarce narodowej. Choć pracy własnej przypisano niewielką wartość (jako alternatywny średni koszt pracy najemnej – przyjęto 35 zł/godz.) i stosunkowo niewielką ilość godzin (różną dla każdej technologii), zwłaszcza na etapie przygotowania inwestycji i codziennego serwisu, to jednak uznano w ten sposób społeczną i ogólnogospodarczą rolę inwestycji producenckich i szersze niż tylko mikroekonomiczne funkcje FiT. Dodatkowym uzasadnieniem do takiego podejścia jest też omówione powyżej założenie o stosunkowo niskim koszcie kapitału własnego.

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

Szczegółowe założenia indywidualne dla każdej z analizowanych technologii podane są w rozdziale 4. Poniżej zestawiono założenia wspólne dla wszystkich technologii OZE.

- Okres użytkowania elektrowni – 15 lat

• Okres wsparcia (w celu późniejszego wyznaczenia FiT)	-	15 lat
• Podatek VAT od urządzeń i usług ¹²	-	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.

3.2 Założenia podatkowe

3.2.1 Zasadnicze założenia

Określenie kosztów produkcji energii z OZE na potrzeby wprowadzenia systemu stałych taryf typu FiT wymaga specjalnych założeń w sferze podatków oraz przyjęcia adekwatnego "modelu podatnika" i wpływających na rozstrzygnięcia podatkowe zasad prowadzenia działalności gospodarczej, w szczególności w sferze wytwarzania energii przez tzw. prosumentów. Projekt ustawy o OZE z 26 lipca 2012 roku jednoznacznie odnosi się tylko do tej drugiej kwestii. Regulacją skierowaną do prosumentów jest zapis zawarty w art. 4 projektu ustawy, który stanowi, że wytwarzanie m.in. energii elektrycznej w celu zużycia na potrzeby własne lub sprzedaż nadwyżek wytworzonych przez wytwórcę w mikroinstalacji nie stanowi działalności gospodarczej w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej¹³. W analizach ekonomicznych przyjęto, że przepis ten obowiązuje od 1 stycznia 2013 roku. Zwiększa się zatem zakres prawnie dopuszczalnych sposobów organizacyjnych wytwarzania energii z OZE oraz możliwości skorzystania z uproszczeń prawno-administracyjnych, ale nie oznacza to automatycznie zmniejszenie obciążeń podatkowych i administracyjnych związanych z opodatkowaniem produkcji energii elektrycznej podatkiem VAT i podatkiem dochodowym. W tej nowej dla energetyki prosumenckiej kwestii brakuje zarówno precyzji jak i wykładni prawnej i konieczna okazała się analiza możliwych zachowań podatników (inwestujących w OZE, producentów energii z OZE i prosumentów) jak i przyjęcie szeregu założeń upraszczających, w celu przeprowadzenia analiz ekonomicznych.

W ocenie autorów 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, jak zasygnalizowano w poprzednim podrozdziale, jest też uzasadnione relacją cen energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych (obecnie i najprawdopodobniej jeszcze przez najbliższych parę lat taryfowanych i subsydiowanych

¹² Z uwagi na brak przesądzeń w kwestii modelu prosumenckiego w projekcie ustawy o OZE (dominować będzie sprzedaż energii do sieci- patrz rozdział 3.2), zrezygnowano z założenia o możliwości zastosowania obniżonej stawki podatku VAT (8,5%) na urządzenia i usługi dla mieszkalnictwa. Kwestie i założenia związane z VAT są znacznie szerzej omówione poniżej.

¹³ Dz. U. z 2010 r. Nr 220, poz. 1447, z późn. zm.

skrótnie przez przemysł) i wyższych, od ich aktualnej taryfy konsumenckiej, przyszłej taryfy FiT¹⁴.

Przyjęcie przedmiotowego założenia dla celów niniejszej pracy, uzasadnia również fakt, iż produkcja energii na własne potrzeby może zostać uznana przez władze skarbowe za czynność opodatkowaną podatkiem VAT. W rozumieniu ustawy z dnia 11 marca 2004 r. o podatku od towarów i usług¹⁵, energia elektryczna jest towarem. Zgodnie zaś z art. 7 ust. 2 tej ustawy, opodatkowaną podatkiem VAT dostawą towarów jest również przekazanie nieodpłatnie przez podatnika towarów należących do jego przedsiębiorstwa, w szczególności przekazanie lub zużycie towarów na cele osobiste podatnika, jeżeli podatnikowi przysługiwało, w całości lub w części, prawo do obniżenia kwoty podatku należnego o kwotę podatku naliczonego przy nabyciu tych towarów.

W konsekwencji możliwe jest przyjęcie przez organy podatkowe interpretacji, zgodnie z którą, jeżeli producent energii (*Producent*) będzie korzystać z prawa do odliczenia podatku naliczonego (np. od kosztów mikroinstalacji), będzie musiał zapłacić podatek VAT obliczony od energii wykorzystywanej do celów osobistych w swoim gospodarstwie domowym. Podstawą opodatkowania byłby w tym wypadku zapewne koszt wytworzenia energii (tak: art. 29 ust. 10 ustawy o podatku od towarów i usług). Problem nie zaistnieje wtedy gdy energia zostanie wykorzystana w przedsiębiorstwie Producenta.

Z uwagi na niską efektywność ekonomiczną opisanego rozwiązania i opisane powyżej implikacje podatkowe na potrzeby niniejszego opracowania i w dalszych analizach założono, że wytwórca energii w całości sprzedaje ją do sieci i dodatkowo unika także czynności i kosztów związanych z podatkiem akcyzowym.

Znacznie bardziej złożone w możliwych wariantach modelu prosumenckiego opartego na modelu FiT są założenia dotyczące podatku dochodowego (PIT, ew. CIT), podatku VAT oraz obowiązkowych ubezpieczeń społecznych (ZUS).

W systemie FiT, w którym obowiązuje cena urzędowa na energię sprzedawaną do sieci, **podatek VAT** ma szczególne znaczenie już na etapie realizacji inwestycji i zakupów urządzeń (także usług), i kwestia ta wymaga odpowiednich założeń¹⁶. Sposób rozliczeń podatku VAT i jego wpływu na koszty w metodzie LCOE, zarówno przy zakupie urządzeń jak i sprzedaży energii, zależy jednak także od wyboru modelu podatnika jeśli chodzi o podatek dochodowy.

Szerokie możliwości wyboru modelu podatnika w zakresie podatku dochodowego mają szczególny wpływ na koszty operacyjne (w trakcie eksploatacji). W modelu ekonomicznym odpowiadającym systemowi prosumenckiemu tzw. mikro-energetyki obywatelskiej (zasadnicza perspektywa niniejszej pracy) starano się dla wszystkich źródeł OZE (wszędzie gdzie to było możliwe, nie tylko dla mikroinstalacji, ale także małych instalacji OZE) zastosować **ryczałt podatkowy** w wysokości 5,5%, jako najprostsze, referencyjne rozwiązanie w zakresie podatku dochodowego. Takie założenie pozwala na podmiotowe ujednoczenie modelu podatnika

¹⁴ 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.*

¹⁵ Dz. U. z 2011 r. Nr 177, poz. 1054.

¹⁶ Warto zauważyć, że projekt ustawy o OZE proponuje zmiany w ustawie o podatku od towarów i usług w postaci wprowadzenia zerowej stawki podatku VAT na kotły biomasowe (do produkcji ciepła) i obniżonej do 8% stawki VAT na paliwa z biomasy do ww. dedykowanych kotłów. Technologie te same w sobie nie są objęte analizami ekonomicznymi w niniejszej pracy, ale w przedstawionych w dalszych rozdziałach analizach wrażliwości badano ew. skutki zastosowania tych przepisów w odniesieniu do mikroinstalacji i małych instalacji OZE do wytwarzania energii elektrycznej.

niezależnie od rodzaju OZE, uniwersalność analiz i zapewnienie najdalej idącej porównywalności obliczonych kosztów produkcji energii. Nie zawsze jednak, z uwagi na aktualne generalne ograniczenia prawne, w tym limity przychodowe, będzie to możliwe. W szczególności ograniczenia w stosowalności ryczałtu podatkowego dotyczyć mogą producentów energii w większych instalacjach OZE z całego zakresu mocy do 200 kW, które mają być objęte systemem FiT (proponowany w projekcie ustawy o OZE górny próg obowiązywania taryf FiT). Różne dopuszczalne i alternatywne rozwiązania, z uwzględnieniem możliwości jakie daje obecnie obowiązujące prawo omówiono bardziej szczegółowo poniżej. Na podstawie tej dyskusji możliwych rozwiązań prawnych, biorąc pod uwagę różne możliwości zachowań podatkowych producenta energii (optymalizacji podatkowej), przyjęto model podatnika dla inwestujących w OZE w systemie FiT i założenia podatkowe do obliczeń kosztów energii metodą LCOE.

3.2.2 Dyskusja możliwości opodatkowania producentów energii z OZE

Najczęstszym, rozważanym w niniejszym opracowaniu przypadkiem inwestora i producenta energii z mikroinstalacji, w tym prosumenta, jest osoba fizyczna zatrudniona na umowę o pracę, dla której produkcja energii na sprzedaż i potrzeby własne jest dodatkową działalnością. Producent energii z OZE w systemie FiT będzie mógł jednocześnie wybrać podatek zryczałtowany – w zakresie prowadzonej działalności i podlegać opodatkowaniu zwykłym podatkiem dochodowym w zakresie swoich dochodów z dotychczasowego stosunku pracy. Skorzystać z tej formy opodatkowania nie może podmiot, który świadczy usługi bądź sprzedaje towary - i są to czynności tożsame z wcześniejszymi obowiązkami pracowniczymi - na rzecz swojego byłego lub obecnego pracodawcy. Ustawa z dnia 20 listopada 1998 r. o zryczałtowanym podatku dochodowym od niektórych przychodów osiąganych przez osoby fizyczne¹⁷ wprost wyłącza możliwość opodatkowania ryczałtem szeregu form działalności (np. wytwarzanie produktów akcyzowych, usług prawnych, rachunkowo-księgowych, doradztwa podatkowego itd.). Warianty te, dla celów symulacji ekonomicznych, pominięto. Kluczowy dla przyjęcia zakresu stosowania modelu „podatnika na ryczałcie” wydaje się **limit przychodów**.

Przekroczenie limitu skutkuje wyłączeniem możliwości korzystania z podatku zryczałtowanego. Zgodnie z art. 6 ust. 4 ustawy o zryczałtowanym podatku dochodowym od niektórych przychodów osiąganych przez osoby fizyczne, podatnicy opłacają ryczałt, jeżeli w roku poprzedzającym rok podatkowy uzyskali przychody z tej działalności, prowadzonej wyłącznie samodzielnie, w wysokości nie przekraczającej 150.000 euro, lub uzyskali przychody wyłącznie z działalności prowadzonej w formie spółki, a suma przychodów wspólników spółki z tej działalności nie przekroczyła kwoty 150.000 euro.

Kwotę tę przelicza się według średniego kursu euro ogłaszanego przez NBP obowiązującego w dniu 1 października roku poprzedzającego rok podatkowy (art. 4 ust. 2 tej ustawy). Przyjęto zatem zgodnie z stanowiskiem Naczelnego Sądu Administracyjnego (dalej: NSA), przedstawionym w wyroku z 15 listopada 2011 r., sygn. II FSK 909/10, że dla określenia limitu zastosowanie znajdzie kurs euro z 1 października roku poprzedzającego rok dla którego obliczany jest limit tj. dla roku 2012 wykorzystywany jest kurs z 1 października 2011 r.

Kurs stosowany w 2012 r. to kurs euro z dnia 30 października 2011 r. - 4,4112 zł (Tabela nr 190/A/NBP/2011 z dnia 2011-09-30). Zatem **limit przychodów wyłączających prawo do wybrania podatku zryczałtowanego to 2012 r. to: 661.680 zł.**

¹⁷ Dz. U. z 1998 r. Nr 144, poz. 930 z późn. zm.

Do powyższego limitu liczone są wszystkie przychody, które są uznawane za przychody z pozarolniczej działalności gospodarczej, ale już nie przychody z innych źródeł. Jeżeli zatem Producent oprócz mikroinstalacji nie będzie prowadził żadnej innej działalności, do obliczenia przychodu będziemy wykorzystywać wyłącznie przychody z mikroinstalacji.

W wypadku przekroczenia opisanego powyżej limitu przychodów dochód producenta energii, będzie na tyle wysoki, że opodatkowanie podatkiem z zastosowaniem skali (progów 18% i 32%) będzie niemal na pewno nieopłacalne. Dlatego **należy przyjąć, że w razie przewidywanego przekroczenia limitu producent energii wybierze opodatkowanie podatkiem liniowym – 19%.**

Można rozważyć możliwość skorzystania przez producenta energii z OZE z możliwości opodatkowania podatkiem liniowym – 19% nawet w wypadku nie przekroczenia progów przychodów wyłączających możliwość opodatkowania tej formy działalności podatkiem zryczałtowanym. W wypadku wyboru takiej formy opodatkowania producent, będzie mógł dokonywać **odpisów amortyzacyjnych** od zakupionej mikroinstalacji i innych wydatków a po upływie okresu amortyzacji przejść na podatek zryczałtowany.

Wysokość podatku zryczałtowanego wynosi 5,5%, aby więc skorzystanie z opodatkowania w formie liniowej było korzystne podatkowo, podatnik musiałby wykazać koszty uzyskania przychodów odpowiadające 70–75 % uzyskiwanych przychodów. Np. w wypadku dokonywania standardowych odpisów amortyzacyjnych od wartości instalacji osiagającej około 50.000 zł przy przychodach w okolicach 40.000 zł rocznie, taka możliwość jest raczej wykluczona, nawet jeżeli producent skorzysta z metod przyspieszonej amortyzacji.

Producent energii będzie mógł rozważyć takie rozwiązanie, jeżeli będzie mógł zastosować amortyzację jednorazową. Zgodnie z art. 22k ust. 7 ustawy z dnia 26 lipca 1991 r. o podatku dochodowym od osób fizycznych¹⁸ (dalej: u.p.d.o.f.), podatnicy w roku podatkowym, w którym rozpoczęli prowadzenie działalności gospodarczej oraz „mali” podatnicy (tj. osoby, których wartość przychodów nie przekroczyła 1.200.000 EUR), mogą dokonywać odpisów amortyzacyjnych jednorazowo od środków trwałych zaliczonych do grupy 3-8 Klasyfikacji Środków Trwałych (czyli także np. turbin elektrowni wiatrowych, ale nie masztów i fundamentów) z wyłączeniem samochodów osobowych, w roku podatkowym, w którym środki te zostały wprowadzone do ewidencji środków trwałych oraz wartości niematerialnych i prawnych, do wysokości nie przekraczającej w roku podatkowym równowartości kwoty 50.000 euro łącznej wartości tych odpisów amortyzacyjnych.

Zastosowanie tego rozwiązania pozwala na efektywne zmniejszenie opodatkowania w pierwszym roku prowadzenia działalności mikroinstalacji.

Dodatkowo, jeżeli producent energii wykaże stratę (wartość przychodu będzie niższa, niż wartość kosztów uzyskania przychodów), to będzie mógł rozliczyć tę stratę rozliczając się już na zasadach podatku zryczałtowanego. Będzie mógł zatem obniżyć w pierwszym roku po przejściu na podatek zryczałtowany wartość przychodu o maksymalnie połowę straty z roku poprzedniego. Na mocy odpowiednio zastosowanego art. 9 ust. 3 u.p.d.o.f. strata ze źródła przychodów w zeznaniu podatkowym (PIT) może obniżać przychód uzyskany z tego źródła w najbliższych kolejno po sobie następujących 5 latach podatkowych, z tym że wysokość obniżenia w którymkolwiek z tych lat nie może przekroczyć 50% kwoty tej straty. Jest to jednak rozwiązanie szczególne, optymalizacyjne i nie zostało uwzględnione w analizach kosztowych i ekonomicznych.

¹⁸ Dz. U. z 2012 r. poz. 361, poz. 362 oraz poz. 440.

Odrębną kwestią jest sposób opodatkowania produkcji energii podatkiem VAT. Rozstrzygnięcia wymaga przede wszystkim kwestia ustalenia podstawy opodatkowania tym podatkiem. Zastosowanie przepisów ustawy o podatku od towarów i usług może prowadzić bowiem do uznania, że podstawą opodatkowania jest taryfa FiT i wynagrodzenia producenta jest powiększone przez podatek VAT bądź też do przyjęcia, że podatek VAT jest wliczony w taryfę FiT.

Taryfa FiT jest ceną urzędową, do której znajdują zastosowanie uregulowania zawarte w ustawie z dnia 5 lipca 2001 r. o cenach¹⁹ (dalej: Ustawa o cenach). Zgodnie z art. 3 ust. 1 pkt 1 Ustawy o cenach, w cenie uwzględnia się podatek od towarów i usług oraz podatek akcyzowy, jeżeli na podstawie odrębnych przepisów sprzedaż towaru (usługi) podlega obciążeniu podatkiem od towarów i usług oraz podatkiem akcyzowym.

Z uwagi na treść art. 3 ust. 1 pkt 1 Ustawy o cenach przyjmuje się, że jeżeli strony transakcji nie postanowiły inaczej, cena ustalona przez strony jest ceną brutto, tzn. zawiera w sobie podatek VAT. Nie wyklucza to oczywiście zastosowania innego rozwiązania tzn. określenia ceny netto (tak jest np. w rozwiązaniach prawnych dotyczących prosumentów w Niemczech), wymaga to jednak wyraźnego postanowienia w zawieranej umowie. Stanowisko takie zajęło również Ministerstwo Finansów w piśmie z 12 kwietnia 1996 r., nr PP3-8222-2468/95, w którym stwierdził, że jeżeli została powierzona przewoźnikowi określona wartość towaru bez wyszczególnienia, o jaką wartość chodzi (brutto czy netto), to w myśl przytoczonej powyżej definicji ceny należy uznać, iż chodzi o wartość towaru wraz z kwotą należnego podatku od towarów i usług.

Wydaje się, że zasada ta znajdzie zastosowanie w stosunku taryf FiT w Polsce. Jeżeli w ustawie (lub rozporządzeniu) nie znajdzie się postanowienie wskazujące, że cena jest ceną netto, to cena powinna być traktowana jako cena brutto, do której sprzedawca nie będzie już mógł doliczyć podatku VAT. Przykładowo Urząd Skarbowy Kraków-Podgórze w postanowieniu z 15 lutego 2005 r., sygn. PP/443-19/2005, uznał, że do cen urzędowych (maksymalnych) określonych przez radę miasta przedsiębiorca nie może doliczyć dodatkowej kwoty podatku VAT.

Przepisy dotyczące podatku VAT nie wprowadzają przy tym żadnych szczegółowych regulacji dotyczących cen urzędowych, poza § 8 Rozporządzenia Ministra Finansów z dnia 28 marca 2011 r. w sprawie zwrotu podatku niektórym podatnikom, wystawiania faktur, sposobu ich przechowywania oraz listy towarów i usług, do których nie mają zastosowania zwolnienia od podatku od towarów i usług²⁰, który określa sposób wystawiania faktur w wypadku stosowania cen urzędowych, w których zawarty jest podatek. Treść tego przepisu wskazuje, że mogą istnieć ceny urzędowe nie zawierające podatku VAT, nie daje jednak dodatkowych wskazówek interpretacyjnych.

W związku z powyższym dla potrzeb niniejszej pracy przyjęto, że taryfa FiT zawiera w sobie podatek VAT, o ile producent nie korzysta ze zwolnienia z tego podatku.

W zakresie przychodów typowych dla inwestycji w mikro- i małe instalacje OZE **istnieje możliwość skorzystania ze zwolnienia podatkowego, o ile nie zostanie przekroczony limit 150.000 zł.** Liczony jest on od wartości sprzedaży, która jest w tym wypadku kwotą netto.

Powstaje problem w jaki sposób obliczyć limit w wypadku zastosowania ceny urzędowej jaką *de facto* jest taryfa FiT. Ponieważ istniejące regulacje prawne skłaniają do przyjęcia, że w takim

¹⁹ Dz. U. Nr 97, poz. 1050 z późn. zm.;

²⁰ Dz.U. Nr 68, poz. 360.

wypadku w taryfę FiT powinna być wliczona wartość podatku VAT, nie jest jasne, czy dla jej określenia należałoby obliczyć wartość wszystkich przychodów wynikających z zastosowania taryfy FiT, czy też pomniejszyć je o kwotę podatku jaki byłby obliczony, gdyby podatnik nie skorzystał ze zwolnienia podatkowego. Problem ten można przedstawić na przykładzie. Gdy producent energii decyduje się na korzystanie ze zwolnienia, wartość netto odpowiada wartości brutto i wynosi 100. Gdy jednak podlega opodatkowaniu wartość brutto wynosi 100, a wartość netto 81,31.

Wydaje się, że w tym wypadku znajdzie zastosowanie wykładnia przedstawiona przez NSA w wyroku z 26 czerwca 2007 r., sygn. I FSK 937/06. W wyroku tym sąd uznał, że podatnik nie może obniżyć kwoty stanowiącej podstawę do określenia wartości limitu o wartość hipotetycznego podatku VAT, który musiałby zapłacić, gdyby nie korzystał ze zwolnienia podatkowego.

W wypadku przyjęcia takiego założenia, dla określenia wartości limitu, znajdzie zastosowania wartość przychodu odpowiadająca całkowitej kwocie otrzymywanej przez producenta energii, który korzysta ze zwolnienia podatkowego.

Kwestią wymagającą wyjaśnienia w systemie prosumenckim są także **koszty ubezpieczeń społecznych**. Jeżeli producent jest zatrudniony na umowę o pracę i zdecydował się zarejestrować swoją działalność, jako działalność gospodarczą, to nie będzie podlegał ubezpieczeniu społecznemu. Zatem z punktu widzenia symulacji prowadzonych w niniejszej pracy (gdzie założono, że producent energii zawsze uzyskuje dochody z niezależnego stosunku pracy) rejestracja działalności lub jej brak, nie wpływa na obciążenie Producenta ubezpieczeniem społecznym.

Odmierna sytuacja ma miejsce w wypadku składki zdrowotnej, jeżeli producent energii z mikro- i małej instalacji OZE rejestruje prowadzenie działalności gospodarczej, będzie musiał opłacać składkę zdrowotną także od tej działalności, niezależnie od dochodów z wynagrodzenia za pracę. W tej sytuacji składka będzie wynosić: 254,55 zł. Samo zarejestrowanie działalności gospodarczej nie daje w tym względzie żadnych korzyści podatkowych producentowi energii. Rejestracja może być zatem dokonywana jedynie wtedy gdy producent energii z OZE będzie miał zamiar obok produkcji w mikroinstalacji prowadzić inną działalność. Ten wariant jednak, z uwagi na trudności metodyczne wykluczono w dalszych analizach kosztowych.

Kluczowe dla wyników oceny ekonomicznej wydają się sposoby uwzględnienia podatku dochodowego i VAT. Na podstawie tych szczegółowych założeń prawnych przyjęto modele podatnika dla inwestora i producenta energii z OZE w systemie wsparcia taryfami FiT.

3.2.3 Przyjęte do analiz kosztowych modele podatnika

W świetle powyższych analiz wstępnych, modele podatników (zakłada się że podejmują oni racjonalne decyzje w granicach obowiązującego prawa) zależą przede wszystkim od skali przychodów z działalności polegającej na sprzedaży (sprzedawcy z urzędu) energii eklektycznej do sieci. W tabeli 3.1 dokonano syntetycznego zestawienia wartości przychodów producentów z energii z OZE z punktu widzenia podziału na różne grupy podatkowe z uwagi podatek dochodowy i VAT.

Tabela 3.1 Wpływ wartości uzyskiwanych przychodów ze sprzedaży energii na kwalifikacje producentów energii z OZE do poszczególnych grup podatkowych.

Wartość przychodów z FiT	Podatek dochodowy	Podatek VAT
do 150.000 zł	Możliwość korzystania z ryczałtowanego podatku dochodowego w wysokości 5,5%.	Zwolnienie przedmiotowe (fakultatywne): <ul style="list-style-type: none"> – brak opodatkowania VAT – brak prawa do odliczenia podatku naliczonego
powyżej 150.000 zł	Możliwość korzystania z ryczałtowanego podatku dochodowego w wysokości 5,5%.	Brak możliwości zwolnienia podmiotowego, w efekcie: <ul style="list-style-type: none"> – w taryfę zostaje wliczony podatek VAT w wysokości 23%, czyli w wysokości 18,69 % wartości taryfy – producent energii uzyskuje możliwość odliczenia naliczonego podatku VAT, włączonego w cenę mikroinstalacji oraz innych towarów i usług. – wykorzystywana przez Producenta energia jest obciążona podatkiem VAT w wysokości 23%.
powyżej 150.00 euro tj. 661.680 zł w 2012 r.	Opodatkowanie podatkiem dochodowym: <ul style="list-style-type: none"> – w praktyce zastosowanie stawki 19%, – możliwość odliczenia kosztów uzyskania przychodów i dokonywania amortyzacji mikroinstalacji. 	Brak możliwości zwolnienia przedmiotowego: <ul style="list-style-type: none"> – w taryfę zostaje wliczony podatek VAT w wysokości 23%, czyli 18,69% wartości taryfy, – producent ma możliwość odliczenia podatku VAT włączonego w cenę mikroinstalacji oraz innych towarów i usług. – wykorzystywana do celów domowych przez producenta energia jest obciążona podatkiem VAT w wysokości 23%.

W świetle powyższych zestawień i grupowania możliwych sytuacji i opcji podatkowych można założyć bazowy model podatnika jako inwestora i producenta energii z OZE w systemie FiT w Polsce.

Modele podatników

1- Zasadniczym modelem podatnika-prosumenta w niniejszej pracy jest osoba fizyczna uzyskująca dochody ze stosunku pracy, nie prowadząca innej działalności gospodarczej wybierająca opodatkowanie podatkiem ryczałtowym – 5,5% (lub ewentualnie korzystająca z możliwości amortyzacji instalacji i późniejszego skorzystania opodatkowania podatkiem ryczałtowym). W tym wypadku:

- dochody uzyskiwane przez tę osobę pozostają bez wpływu na rozliczenie podatkowe produkcji energii w mikroinstalacji,
- ewentualna rejestracja działalności gospodarczej nie powoduje powstania obowiązku opłacania składek na ubezpieczenie społeczne, ale stwarza konieczność obciążenia tej osoby składką na ubezpieczenie zdrowotne,
- dochody uzyskiwane ze stosunku pracy nie wpływają na opodatkowanie tej osoby podatkiem VAT – obowiązek podatkowy powstaje w wypadku uzyskiwania z mikroinstalacji dochodów wyższych niż 150.000 zł,

- 2- **Uzupełniającym dla wyższych przychodów modelem podatnika w niniejszej pracy jest osoba prowadząca własną działalność gospodarczą.** Model ten był występującym najczęściej dotychczas, tj. przed wprowadzeniem systemu FiT, przy inwestycjach w małoskalowe OZE. W takim wypadku:
- osoby te z reguły nie korzystają z opodatkowania podatkiem ryczałtowym, z uwagi na brak możliwości odliczenia kosztów uzyskania przychodów. Szereg form działalności z tej formy opodatkowania nie może korzystać w ogóle z tej formy opodatkowania; dlatego też Producent prowadzący działalność gospodarczą w innej formie, co do zasady zostanie opodatkowany podatkiem dochodowym na zasadach ogólnych.
 - przychody i koszty z działalności mikroinstalacji podlegają kumulacji z dochodami z innych form prowadzonej działalności, dlatego (1) podatnik będzie osiągał dochód, który uzasadni zastosowanie stawki liniowej podatku dochodowego tj. 19%, (2) część kosztów np. księgowości, ewentualnego ubezpieczenia społecznego i zdrowotnego będzie można alokować do innego niż produkcja energii, źródła działalności gospodarczej i nie uwzględniać w symulacji.
 - Producent prawdopodobnie będzie przekraczał limit uprawniający do zwolnienia z opodatkowania podatkiem VAT (150.000 zł), dlatego w takim modelu producent energii musiałby zostać zawsze opodatkowany tym podatkiem,
 - jeżeli Producent wykorzystywałby wyprodukowaną energię do własnych celów, w gospodarstwie domowym ta energia byłaby odrębnie opodatkowana podatkiem VAT (tj. obliczanym od ceny jej wytworzenia), podatek w zakresie opodatkowania produkcji na własne potrzeby, nie pojawiłby się gdyby energia została wykorzystana na potrzeby przedsiębiorstwa Producenta,
 - Producent będzie mógł odliczyć naliczony podatek VAT z otrzymanych faktur zakupowych. Część należnego podatku VAT (wykazanego na wystawianych przez siebie fakturach) producent energii będzie mógł odzyskać dzięki fakturom wynikającym z innych form działalności np. fakturze za telefon, w niektórych wypadkach zakup paliwa etc. Tej pozycji nie da się jednak odzwierciedlić w symulacjach ekonomicznych.
- 3- Alternatywnym (odmiana drugiego) modelem podatnika – producenta energii może być też **osoba prawna**. Skutki takiego założenia byłyby następujące:
- opodatkowanie producenta energii z OZE podatkiem 19% i brak możliwości zastosowania podatku zryczałtowanego,
 - możliwość dokonywania odliczeń kosztów uzyskania przychodów i amortyzacji na tych samych zasadach, jak opisane w wypadku osób fizycznych,
 - podleganie opodatkowaniu podatkiem VAT na tych samych zasadach co osoba fizyczna prowadząca obok działalności gospodarczej inne formy działalności,
 - możliwość odzwierciedlenia w kosztach podatkowych pracy własnej – osoby działające za osobę prawną uzyskują bowiem z reguły wynagrodzenia, szacowana wartość ich pracy mogłaby być kosztem podatkowym.

Trzeci model, jako zasadniczy dla dużych inwestycji w OZE, wspieranych systemem świadectw pochodzenia (ŚP) nie został wykorzystany w niniejszej pracy.

Zakresy wykorzystania pierwszego – zasadniczego modelu podatnika (nr 1) i modelu uzupełniającego (nr 2) są pochodną, zarówno w przypadku podatku dochodowego jak i VAT, wysokości przychodów (dochodów) z instalacji OZE. Przychody zależą od wielkości instalacji (mocy) i wydajności (czasu jej wykorzystania w ciągu roku), rodzaju OZE oraz wysokości taryfy FiT, która jest dopiero zasadniczym przedmiotem analiz w niniejszej pracy. Problem można jednak zilustrować na przykładzie, przyjmując *a priori* założenie o średniej wysokości taryfy FiT w większym zakresie mocy. Dla uproszczenia przyjęto że jest to 1 zł/kWh dla wszystkich

analizowanych technologii OZE. Okazuje się, że przy danej mocy o przychodach decyduje czas wykorzystania instalacji OZE w roku (tzw. wskaźnik wykorzystania mocy nominalnej w ciągu roku - *capacity factor CF*), który może się zmieniać od ok 1000 godzin (dla systemów fotowoltaicznych lub małych elektrowni wiatrowych) do nawet ponad 8000 godzin dla systemów kogeneracyjnych takich jak biogazownie czy systemy CHP na biopłyny. W ślad za tym, przychody właściciela instalacji OZE o mocy np. 200 kW (najwyższa granica mocy proponowana w projekcie ustawy o OZE do objęcia systemem wsparcia FiT) zmieniać się mogą od 240 tys. zł do nawet 1600 tys. zł rocznie. W tabeli 3.2 na przykładzie systemów fotowoltaicznych i biogazowni zilustrowano możliwą skalę rocznych przychodów w dużym zakresie mocy instalacji, od 1 kW do 1 MW.

Tabela 3.2 Ilustracja możliwych przychodów właściciela OZE (na przykładzie systemu PV i biogazowni) w systemie FiT (przy założonej wstępnie umownej stawce 1 zł/kWh).

Moc kW	Systemy PV				Systemy kogeneracyjne - mikrobiogazownie (mB)			
	Roczny czas pracy godz.	Produkcja energii kWh	Przyjęta stawka FiT zł/kWh	Przychody zł	Roczny czas pracy godz.	Produkcja energii kWh	Przyjęta stawka FiT zł/kWh	Przychody zł
1	900	900	1,00	900	8 000	8 000	1,00	8 000
2	900	1 800	1,00	1 800	8 000	16 000	1,00	16 000
3	1 000	3 000	1,00	3 000	8 000	24 000	1,00	24 000
5	1 000	5 000	1,00	5 000	8 000	40 000	1,00	40 000
10	1 000	10 000	1,00	10 000	8 000	80 000	1,00	80 000
20	1 000	20 000	1,00	20 000	8 000	160 000	1,00	160 000
30	1 100	33 000	1,00	33 000	8 000	240 000	1,00	240 000
40	1 100	44 000	1,00	44 000	8 000	320 000	1,00	320 000
50	1 100	55 000	1,00	55 000	8 000	400 000	1,00	400 000
75	1 200	90 000	1,00	90 000	8 000	600 000	1,00	600 000
100	1 200	120 000	1,00	120 000	8 000	800 000	1,00	800 000
200	1 200	240 000	1,00	240 000	8 000	1 600 000	1,00	1 600 000
400	1 200	480 000	1,00	480 000	8 000	3 200 000	1,00	3 200 000
1 000	1 200	1 200 000	1,00	1 200 000	8 000	8 000 000	1,00	8 000 000

Legenda: obligatoryjne opodatkowanie podatkiem VAT
 obligatoryjne podatkownie podatkiem dochodowym bez możliwości wykorzystania ryczału

Ten uproszczony przykład pokazuje, że w świetle projektu ustawy o OZE i proponowanych górnych granic mocy objętych systemem FiT, w przypadku systemów PV (maksymalna moc 100 kW) czy mających porównywalny *capacity factor (CF)* małych elektrowni wiatrowych (maksymalna moc 200 kW) istnieje możliwość pozostania podatnika w systemie ryczału podatkowego oraz zasadniczo poza obowiązkiem opodatkowania podatkiem VAT. Sytuacja zmienia się zasadniczo dla mikrobiogazowni, dla których przewidywana maksymalna moc dla systemu FiT to 200 kW. W tym zakresie mocy i przy powyższych założeniach producenci energii elektrycznej z biogazu byłoby zmuszeni stać się podatnikami podatku VAT już od 10 kW i przejść z ryczału na alternatywne sposoby opodatkowania już przy mocy rzędu 100 kW. Podobnie mogłyby się kształtować progi mocy zainstalowanej i kwestii podatkowych dla systemów kogeneracyjnych na biopłyny (nie ujęte w projekcie ustawy o OZE). Właściciele małych elektrowni wodnych (mających pośrednie *capacity factors* rzędu 4000 godz./rok), funkcjonujący w proponowanym systemie FiT (do 75 kW) mogą pozostać w zakresie ryczału podatkowego, ale mogą też przekroczyć progi obowiązujące dla obligatoryjnego opodatkowania podatkiem VAT.

Ostateczne rozwiązanie zilustrowanego na przykładowych danych problemu, wymaga podejścia iteracyjnego. W dalszych analizach, już po wyznaczeniu kosztu LCOE i stawki FiT dla każdej z badanych instalacji OZE dopasowywano (dobierano) elastycznie i iteracyjne model podatnika do obliczonych bieżących przychodów z instalacji, co wpływało na korektę kosztów podatkowych i ostatecznie obliczony metodą LCOE w zł/kWh koszt produkcji energii.

4 Analiza i ocena średnich kosztów produkcji energii z wybranych mikroinstalacji i małych instalacji OZE wraz z analizą wrażliwości

4.1 Małe elektrownie wiatrowe

4.1.1 Metodyka, źródła danych oraz przyjęte założenia do modelu ekonomicznego

4.1.1.1 Źródła danych do analizy ekonomicznej

Założenia kosztowe do modelu ekonomicznego małej energetyki wiatrowej dla polskich warunków ekonomicznych, prawnych i środowiskowych powstały m.in. w oparciu o prowadzone przez Instytut Energetyki Odnawialnej od dwóch lat badania sprzedaży małych elektrowni wiatrowych (MEWi) i ich komponentów przez polskich producentów, dostawców rozwiązań zagranicznych i instalatorów (w sumie 27 firm). Uzupełnieniem do przeprowadzonych ankiet były zestawienia dostępnych publicznie cenników urządzeń MEWi (małych elektrowni wiatrowych) i usług z nimi związanych, oferowanych na polskim rynku. Ponadto, na potrzeby niniejszego badania i weryfikacji danych statystycznych, Instytut zasięgnął opinii 6 firm, które opracowały kosztorysy budowy i serwisu wybranych rozwiązań, z uwzględnieniem możliwości produkcji energii elektrycznej w celu jej dostarczenia do sieci elektroenergetycznej (tj. o odpowiednich parametrach jakościowych energii elektrycznej).

4.1.1.2 Rodzaje urządzeń uwzględnionych w analizie ekonomicznej

Z uwagi na dużą ilość rozwiązań małej energetyki wiatrowej obecnych na polskim rynku, nie sposób przeanalizować każdego pojedynczego rozwiązania z osobna, dlatego przyjęto takie kryteria doboru urządzeń do analizy, które pozwoliły wyeliminować skrajnie cenowo instalacje, niestosowane dotąd na krajowym rynku, bądź takie, których budowa np. w danej lokalizacji nie ma ekonomicznego uzasadnienia.

Dobierając urządzenia, preferowano rozwiązania certyfikowane, już funkcjonujące na polskim rynku, głównie pochodzące od producentów krajowych, a gdy typoszereg małych elektrowni wiatrowych nie miał swojego odpowiednika wśród polskich producentów, wybierano najlepsze dostępne rozwiązanie zagraniczne.

W analizie uwzględniono tylko elektrownie przystosowane do dostarczania energii do sieci elektroenergetycznej. Dla uproszczenia oraz uwzględniając dojrzałość technologii, do analiz przyjęto tylko elektrownie o poziomej osi obrotu, które lepiej odpowiadają polskim warunkom wiatrowym oraz charakteryzują się wyższą produktywnością, oraz niższymi kosztami w przeliczeniu na jednostkę energii. Poniżej, w tabeli 4.1.1. zestawiono kryteria wyboru turbin do analizy ekonomicznej.

Tabela 4.1.1. Zestawienie kryteriów technologicznych wyboru elektrowni wiatrowych do analizy ekonomicznej

Nazwa kryterium
1. Elektrownie polskich producentów (w przypadku braku polskich producentów w poszczególnych typoszeregach wybrano producentów zagranicznych)
2. Elektrownie certyfikowane (MCS, SWCC, TÜV, CE)
3. Elektrownie o poziomej osi obrotu
4. Elektrownie przystosowane do dostarczania energii do sieci elektroenergetycznej

4.1.1.3 Model inwestora dla instalacji małej elektrowni wiatrowej

W oparciu o propozycje zawarte w projekcie ustawy o odnawialnych źródłach energii opublikowanym 26 lipca br. przyjęto, że w rozpatrywanym w modelu typem inwestora będzie podmiot o następujących cechach:

- Osoba fizyczna nieprowadząca działalności gospodarczej,
- Sposób opodatkowania przychodów – ryczałt 5,5% (opcjonalnie, dla celów porównawczych: podatek liniowy 19% i skala podatkowa 18%/32% w przypadku przekroczenia dopuszczalnych progów przychodów),
- Zwolnienie z wymogu uzyskania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej,
- Zwolnienie z udziału w kosztach przyłączenia elektrowni do sieci,
- Zwolnienie z obowiązku zakupu układu pomiarowo-rozliczeniowego.

Oprócz tego do kalkulacji przyjęto dodatkowe założenia natury finansowej i podatkowej:

- | | | |
|--|---|---------|
| • Okres użytkowania elektrowni wiatrowej | – | 15 lat |
| • Podatek VAT od urządzeń i usług | – | 23 % |
| • Stopa amortyzacji od urządzeń | – | 10 % |
| • Stopa amortyzacji fundamentu i masztu | – | 4,5%, |
| • Koszt alternatywny pracy własnej | – | 35zł/h, |
| • Udział wkładu własnego w inwestycji | – | 20%, |
| • Koszt kapitału własnego | – | 8%, |
| • Oprocentowanie kredytu | – | 8,5%, |
| • Okres karencji w spłacie kredytu | – | 0 lat, |
| • Okres kredytowania | – | 9 lat, |
| • Stopa inflacji | – | 2,5 %. |

W celach porównawczych, w modelu ekonomicznym i symulacjach uwzględniono również inwestora funkcjonującego w obowiązującym systemie wsparcia świadectwami pochodzenia.

4.1.1.4 Kategorie instalacji małych elektrowni wiatrowych

Dla usystematyzowania analiz ekonomicznych i zwiększenia przejrzystości powstałych wyników, instalacje MEWi podzielono na trzy kategorie wg mocy instalacji o odmiennych cechach charakterystycznych, które zestawiono w poniższej tabeli.

Tabela 4.1.2. Cechy wyróżniające przyjęte kategorie mocy małych elektrowni wiatrowych

Charakterystyka	Przedział mocy (kW)		
	1 - 5	10 - 40	50 - 200

Maszt nie związany na stałe z gruntem lub montaż na budynku	+	-	-
Maszt wolnostojący	-	+	+
Podatek od nieruchomości	-	+	+
Badanie geologiczne	-	+	+
Pozwolenie na budowę	-	+	+
Dokumentacja projektowa instalacji	-	+	+
Zarządzaniem projektem	-	+	+
Audyt warunków wiatrowych	-	-	+
Ocena oddziaływania na środowisko	-	-	+

Przyjęto również, dla każdej elektrowni wiatrowej, typowe w danej klasie i danym zakresie mocy, ale zróżnicowane współczynniki wydajności/produktywności (odpowiednik stosowanego dalej wskaźnika wykorzystania mocy w ciągu roku) w kWh/kW (lub w godzinach/rok). Bazując na średnich prędkościach wiatru występujących w polskich warunkach klimatycznych (choć zasoby energii wiatru mogą różnić się w poszczególnych lokalizacjach), założono różne (w zależności od mocy) wysokości wyniesienia wirnika elektrowni wiatrowej ponad poziom gruntu – tabela 4.1.3.

Tabela 4.1.3 Założona produktywność elektrowni wiatrowej w zależności od mocy i wysokości wyniesienia wirnika z uwzględnieniem czasu wykorzystania mocy nominalnej w ciągu roku.

Moc elektrowni wiatrowej (kW)	Przyjęta wysokość masztu (m)	Produktywność elektrowni (kWh/kW)	Maksymalna roczna produkcja energii (kWh)
1	10	600	600
2	12	600	1 200
3	12	600	1 800
5	15	700	3 500
10	18	800	8 000
20	20	900	18 000
30	20	900	27 000
40	25	1 000	40 000
50	30	1 200	60 000
75	35	1 300	97 500
100	40	1 500	150 000
200	40	2 000	400 000

- **Kategoria I – elektrownie najmniejszej mocy (1 – 5 kW)**

Są to elektrownie o najniższych możliwych mocach zainstalowanych dostępnych na polskim rynku. Elektrownie te montowane są głównie na dachu budynku lub na lekkim maszcie, który nie jest trwale związany z gruntem i nie jest opodatkowany podatkiem od nieruchomości. Zazwyczaj instalacja dostarczana jest wraz z wystarczającą dokumentacją techniczną, dlatego pominięto również koszty wykonania tej dokumentacji przez zewnętrznego usługodawcę. Z uwagi na małą skalę projektu koszty związane z zarządzaniem projektem, wliczone są ryczałtem w inne części składowe instalacji. Ponadto dla tak małych instalacji analiza warunków wiatrowych ogranicza się do bezkosztowej (i mało dokładnej) oceny lokalizacji pod kątem minimalizacji oddziaływania przeszkód terenowych na wydajność elektrowni. Podczas eksploatacji elektrowni dokonuje się dwukrotnie w ciągu roku regulacji linek odciągowych oraz w większym stopniu niż dla większych elektrowni wymieniane są części eksploatacyjne.

- **Kategoria II – elektrownie średniej mocy (10 – 40 kW)**

Obejmuje większe elektrownie, wymagające m.in. solidniejszego masztu i stabilniejszego mocowania, ale nadal na tyle małe, że nie są one objęte dodatkowymi ograniczeniami prawnymi (np. środowiskowymi). Inwestycje tej skali wymagają już pozwolenia budowlanego, co jest konsekwencją budowy elektrowni trwale związanej z gruntem poprzez fundament. Warunkiem uzyskania pozwolenia jest m.in. badanie geologiczne w miejscu usytuowania elektrowni, a dodatkowo także dokumentacja techniczna, projekt instalacji oraz mapa do celów projektowych. Dla tej skali inwestycji uwzględniono również koszty zarządzania projektem, opracowania biznesplanu i przygotowania wniosku kredytowego. Podobnie, jak w przypadku małych elektrowni wiatrowych kategorii I, analiza warunków wiatrowych ogranicza się do bezkosztowej oceny lokalizacji.

- **Kategoria III – elektrownie większej mocy (50 - 200 kW)**

Elektrownie wiatrowe w tej kategorii podlegają podobnym zasadom, co elektrownie wiatrowe sklasyfikowane w kategorii II, jednak w odróżnieniu od nich instalacje te umieszczane są wyżej niż 30m nad poziomem gruntu i zgodnie z przepisami dotyczącymi ochrony środowiska, wymagają oceny oddziaływania na środowisko. Ponadto, przy tak znacznych nakładach inwestycyjnych w tej kategorii elektrowni, ich produktywność staje się ważnym elementem oceny rentowności inwestycji, dlatego dodatkowo przeprowadzany jest roczny monitoring warunków wiatrowych w danej lokalizacji, który wykorzystywany jest także w celu optymalnego doboru urządzenia do panujących warunków wiatrowych.

4.1.1.5 Struktura nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacyjnych

Analizę kosztów małej elektrowni wiatrowej podzielono na następujące etapy:

- **Etap I – przygotowanie inwestycji**

Polega na uzyskaniu niezbędnych dokumentów i pozwoleń umożliwiających budowę małej elektrowni wiatrowej przez inwestora, zanim rozpoczną się prace montażowe zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa budowlanego oraz energetycznego (a w przyszłości także ustawy o OZE). Na tym etapie uwzględnia się (w wariantcie bazowym) również koszty pracy własnej inwestora, które odnoszą się do czasu przeznaczanego na uzyskanie dokumentów (decyzji, pozwoleń itp.) dostępnych tylko przy osobistym zaangażowaniu inwestora.

- **Etap II – zakup urządzeń i materiałów oraz ich montaż**

W tej zasadniczej grupie realizowanych działań inwestycyjnych uwzględniono wszystkie koszty związane z zakupem urządzeń potrzebnych do budowy małej elektrowni wiatrowej oraz zleceniem jej budowy zewnętrznej firmie instalatorskiej. Założono (także w przypadku urządzeń kategorii II i III, o większych mocach), że elektrownie podłączane są do sieci niskiego napięcia (poniżej 1kV) i istnieje możliwość dostępu do najbliższego GPZ, przez co inwestor nie jest zobowiązany do zakupu dodatkowego transformatora.

- **Etap III – eksploatacja elektrowni**

Ostatni etap – eksploatacji obejmuje koszty użytkowania elektrowni w całym okresie jej użytkowania. W tej części zestawiono koszty obsługi elektrowni, przeglądów i serwisu oraz koszty podatkowe i ubezpieczeniowe. Na tym etapie uwzględniono również koszty pracy własnej właściciela instalacji związane z czynnościami serwisowymi (o ile wymaga tego urządzenie) oraz administracyjnymi, dotyczącymi rozliczeń producenta energii z operatorem sieci dystrybucyjnej oraz rozliczeń podatkowych.

W tabeli 4.1.4 zestawiono wszystkie koszty występujące w poszczególnych etapach.

Tabela 4.1.4. Struktura nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacyjnych MEWi

Nakłady inwestycyjne (CAPEX)	
Etap I - Przygotowanie inwestycji	
a) Dokumentacja dot. prawa własności gruntu	<ul style="list-style-type: none"> • Odpis z Księgi Wieczystej
b) Dokumentacja dot. pozwolenia na budowę lub zgłoszenia budowy	<ul style="list-style-type: none"> • Wypis i wyrys z MPZP • Decyzja o warunkach zabudowy. Zależy ona od zapisów w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego, które przewidują możliwość budowy mikroinstalacji opartej o OZE. Zarówno wydanie decyzji, jaki i wnioski o zmianę MPZP są bezpłatne, ale może zajść potrzeba wykonania dodatkowych ekspertyz. W analizie przyjęto, że w MPZP brak jest przeciwwskazań do budowy małych elektrowni wiatrowych. • Mapa do celów projektowych* • Projekt instalacji z naniesioną na mapie instalacją i przyłączem energetycznym * • Dokumentacja techniczna* • Badanie geologiczne* <p>* nie dotyczy instalacji, które wymagają tylko zgłoszenia budowy</p>
c) Dokumentacja dot. pozwolenia na produkcję i sprzedaż energii do sieci	<ul style="list-style-type: none"> • Umowa przyłączeniowa z lokalnym operatorem systemu dystrybucyjnego (OSD) • Warunki przyłączenia do sieci elektroenergetycznej; w przypadku występowania o warunki przyłączenia do sieci SN należy wnieść zaliczkę na poczet opłaty przyłączeniowej (dotyczy elektrowni powyżej 50kW) • Wystąpienie o koncesję na produkcję energii (pominięto w przypadku nowego systemu FIT)
d) Zarządzanie projektem i budżetowanie	<ul style="list-style-type: none"> • Koordynacja działań związanych z przygotowaniem inwestycji i zakupu urządzeń i prac budowlanych • Przygotowanie wniosku kredytowego • Opracowanie biznesplanu (wymagane dla większych inwestycji, jako załącznik do wniosku kredytowego)
e) Dodatkowe ekspertyzy	<p>Poniższe ekspertyzy wykonywane są przy inwestycjach przekraczających moc 50kW:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Audyt warunków wiatrowych • Ocena oddziaływania inwestycji na środowisko
Etap II - Zakup urządzeń i materiałów	
a) Zakup urządzeń i materiałów	<ul style="list-style-type: none"> • Turbina wiatrowa i generator • Osprzęt elektryczny (w tym: regulator napięcia, inwerter, zabezpieczenia nadprądowe, ochronniki, rozdzielnie, okablowanie i inne akcesoria),²¹ • Maszt (w zależności od skali inwestycji wyróżniono: maszt wolnostojący na ławie fundamentowej oraz maszt nie związany trwale z gruntem na linach odciągowych), • Fundament betonowy wraz z uzbrojeniem, • Transport urządzeń i materiałów
b) Montaż elektrowni wiatrowej	<ul style="list-style-type: none"> • Wykonanie fundamentu (usługa wykonywana przez firmę budowlaną, dotyczy elektrowni wolnostojących trwale związanych z gruntem – powyżej 10kW) • Posadowienie masztu i montaż elektrowni (usługi wykonywane przez instalatora lub firmę budowlaną) • Przyłączenie elektrowni do sieci elektroenergetycznej²²

²¹ Założono, że koszt zakupu licznika energii elektrycznej pokrywa lokalny operator sieci dystrybucyjnej

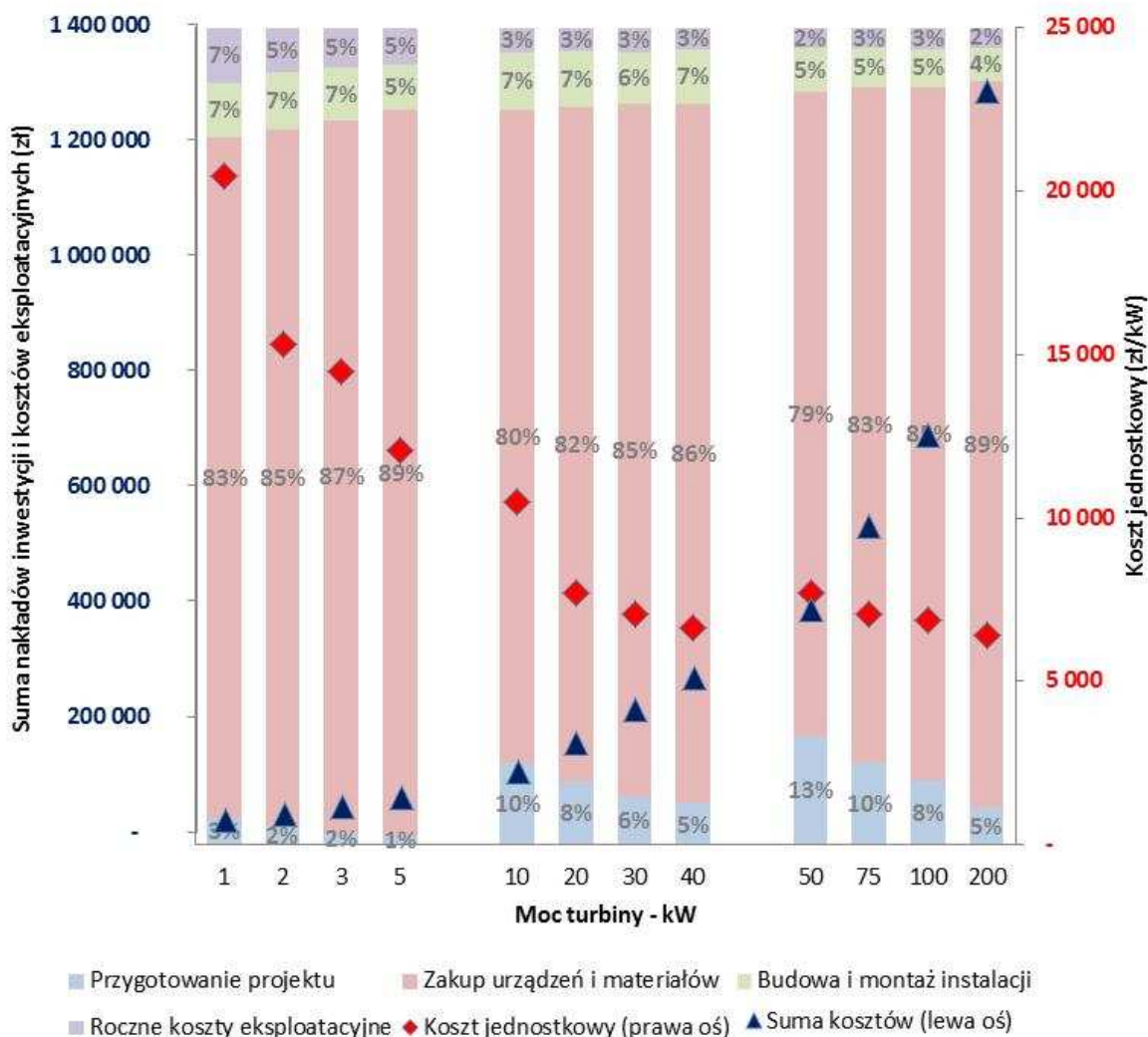
²² Według projektu nowej ustawy o OZE mikroinstalacje mają być w całości zwolnione z tych kosztów

Etap III - Koszty eksploatacyjne (OPEX)	
a) Serwis elektrowni	<ul style="list-style-type: none"> Przeglądy okresowe wykonywane standardowo, co 6 miesięcy lub raz do roku przez wykwalifikowanego przedstawiciela dostawcy elektrowni wiatrowej Wymiana części eksploatacyjnych (obliczono zryczałtowany średni roczny koszt wymiany części i materiałów eksploatacyjnych w przeliczeniu na jednostkę mocy elektrowni)
b) Podatki	<ul style="list-style-type: none"> Podatek dochodowy (obliczony w zależności od wybranej przez inwestora formy opodatkowania) Podatek od nieruchomości (dotyczy tylko elektrowni trwale związanych z gruntem)
c) Inne	<ul style="list-style-type: none"> Ubezpieczenie instalacji (w przypadku małych elektrowni do 10kW instalacje objęte są ogólnym ubezpieczeniem nieruchomości) Koszty alternatywne pracy własnej – administracja rozliczeń z tytułu sprzedaży energii OSD oraz kwestii podatkowych

4.1.2 Wyniki analiz ekonomicznych

Przeanalizowano wyniki danych ankietowych i źródeł literaturowych dotyczących nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacji małej elektrowni wiatrowej pod kątem struktury kosztów. Następnie oceniono wpływ poszczególnych parametrów kosztów na ostateczną wartość LCOE.

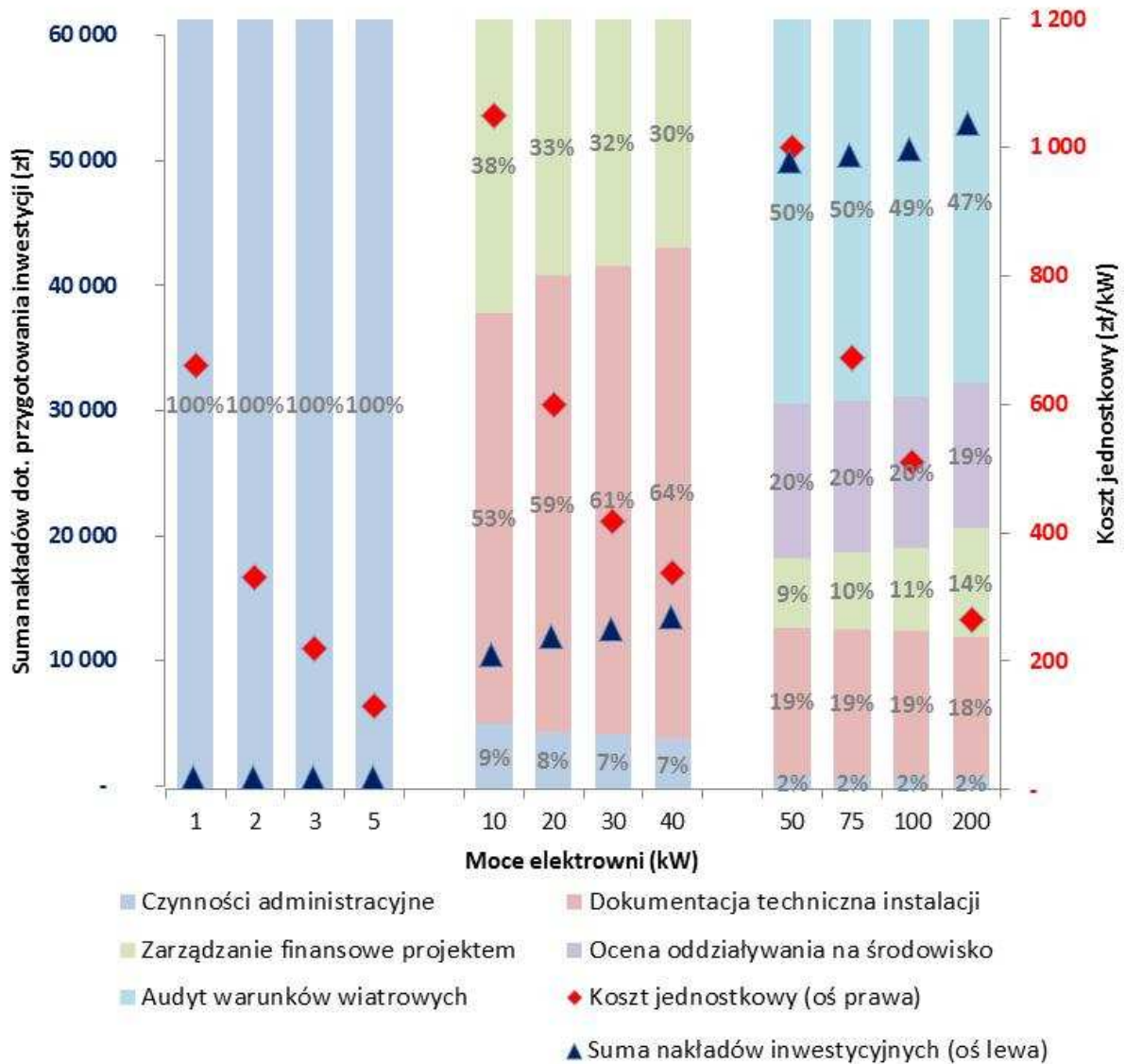
Na rysunku 4.1.1 przedstawiono strukturę nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacyjnych dla MEWi w różnych zakresach mocy.



Rys. 4.1.1 Struktura nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacyjnych dla MEWi w różnych zakresach mocy

Struktura kosztów na poszczególnych etapach inwestycji jest podobna wśród wszystkich badanych mocy elektrowni wiatrowych. Dominującą rolę odgrywają koszty zakupu urządzeń (od 79 do 89%). Względnie wyższymi kosztami montażu oraz kosztami eksploatacyjnymi charakteryzują się elektrownie o mniejszej mocy (od 4 do 7%). Najbardziej zmiennymi kosztami, zależnymi od mocy turbiny wiatrowej są koszty przygotowania inwestycji - ich udział wzrasta wraz z mocą elektrowni (od 1% dla 5kW do 13% dla mocy 50kW). Koszty jednostkowe elektrowni wiatrowych w przedziale małych mocy zawierają się w szerokim spektrum od 20000zł/kW dla 1kW do 12000zł/kW dla 10kW, by następnie ustabilizować się na poziomie 6000-7000zł/kW dla pozostałych mocy zainstalowanych powyżej 20kW.

Na rysunku 4.1.2 przedstawiono strukturę kosztów przygotowania inwestycji



Rys. 4.1.2 Struktura kosztów przygotowania inwestycji w MEWi

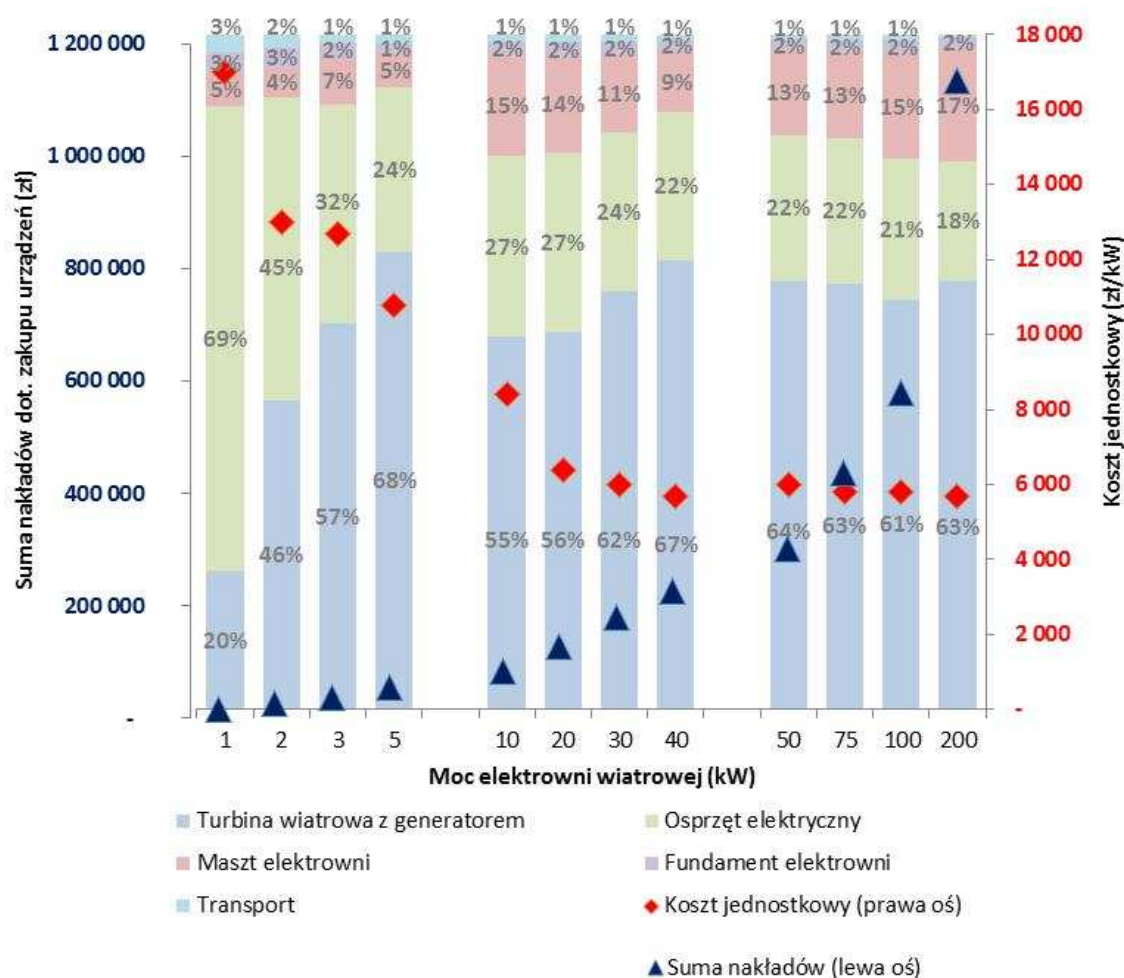
Suma nakładów ponoszonych przez inwestora w przypadku kategorii I jest minimalna (poniżej 1000 zł) i ogranicza się do czynności administracyjnych, polegających na zgłoszeniu instalacji MEWi w urzędzie gminy oraz złożeniu wniosku o przyłączenie do sieci u lokalnego operatora sieci dystrybucyjnej (OSD). Wszystkie czynności wykonuje osobiście inwestor. Z uwagi na to, że suma tych kosztów jest stała dla całej kategorii, koszt jednostkowy jest niewspółmiernie wysoki dla mocy 1kW i wyraźnie spada wraz ze wzrostem mocy elektrowni (poniżej 200 zł/kW dla 5kW MEWi).

W kategorii II analizowanych elektrowni, poza ww. czynnościami inwestor ponosi dodatkowe koszty wykonania dokumentacji technicznej w celu uzyskania pozwolenia na budowę. Ponadto w tej kategorii elektrowni uwzględniono również koszty zarządzania projektem inwestycyjnym. Wysokość nakładów na przygotowanie inwestycji w II kategorii elektrowni jest 15-krotnie wyższa od nakładów w kategorii I i zawiera się w przedziale od 10 500 do 13 500 zł. Szczególnie dla elektrowni o mocy 10 kW koszty przygotowania inwestycji są znaczące, dlatego też niektórzy inwestorzy próbują instalować je na masztach nie związanych trwale z gruntem.

Kategoria III badanych elektrowni, z uwagi na wysokość przekraczającą 30 m nad poziomem gruntu obciążona jest dodatkowymi kosztami przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko. Ponadto dla inwestycji tej skali wykonuje się pełny audyt warunków wiatrowych, co jest jednym z kryteriów branych pod uwagę we wniosku kredytowym i przy doborze optymalnej technologii. Te dwa elementy stanowią ponad 60% kosztów przygotowania inwestycji, natomiast nakłady inwestycyjne na tym etapie są ok. 5-krotnie wyższe niż w przypadku II kategorii inwestycji.

Należy jednak zwrócić uwagę, że o ile koszty monitoringu warunków wiatrowych zostały pominięte w przypadku elektrowni o mocy poniżej 50 kW, to problem doboru lokalizacji i oceny zasobów energii wiatru ma niebagatelne znaczenie dla ekonomiki całej inwestycji i mógłby stać się przedmiotem osobnego programu wsparcia w celu optymalnego wykorzystania środków z taryf FiT. Ponadto w niniejszym opracowaniu nie uwzględniono możliwego zwiększenia kosztów kredytu bankowego w przypadku braku potwierdzonego audytu warunków wiatrowych, ze względu na wzrost ryzyka inwestycyjnego. .

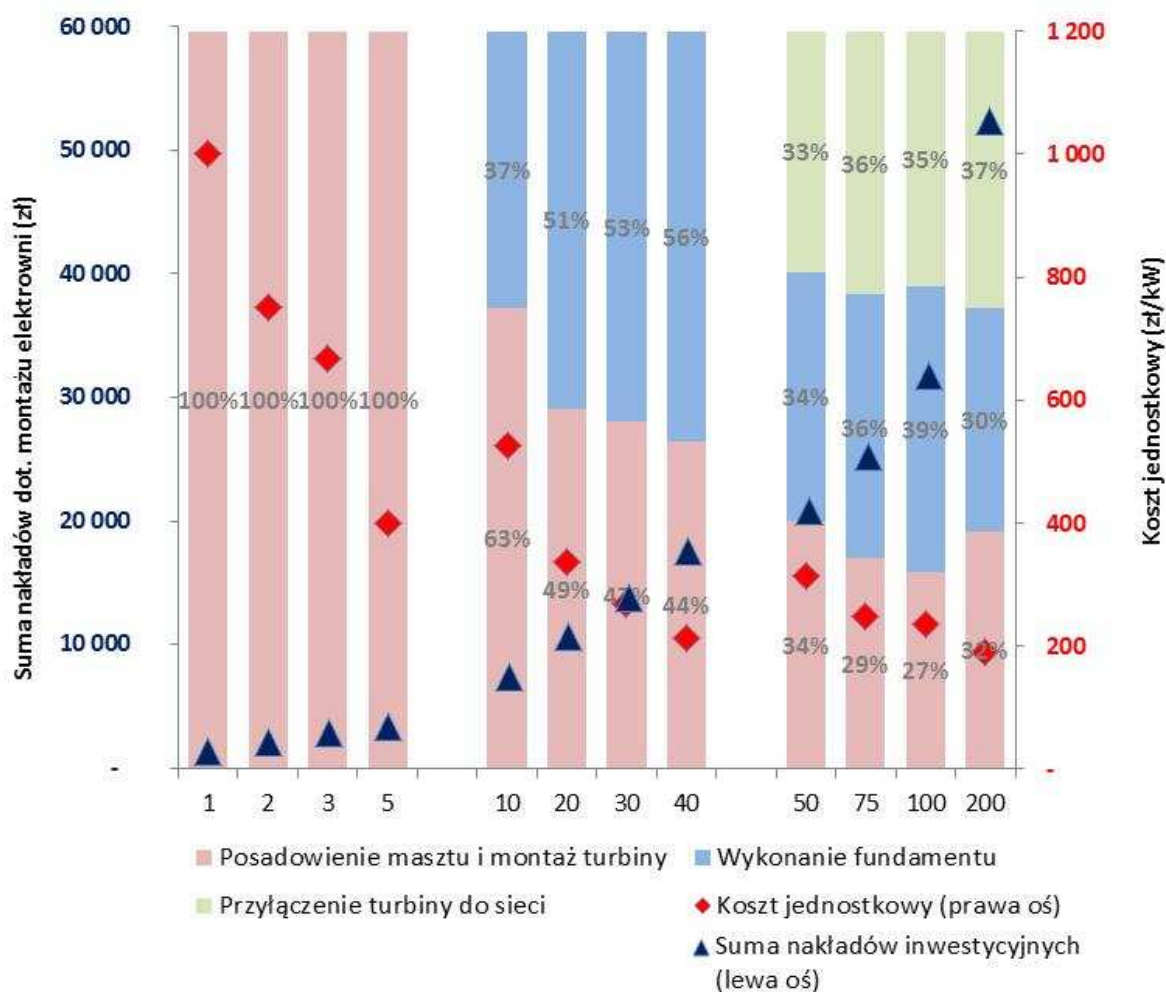
Na rysunku 4.1.3 przedstawiono strukturę kosztów zakupu urządzeń, komponentów i materiałów.



Rys. 4.1.3 Struktura kosztów zakupu urządzeń i materiałów dla instalacji MEWi

Na tym etapie inwestycji dominującymi kosztami są: turbina wiatrowa wraz z generatorem oraz osprzęt elektryczny, w skład którego wchodzi m.in. inwerter²³, którego koszt w przypadku najmniejszych instalacji przewyższa ogólną sumę pozostałych nakładów. Koszty jednostkowe gwałtownie wzrastają dla elektrowni najmniejszych (od 10 do 19 tys. zł), natomiast im skala inwestycji jest większa, tym koszt ten jest niższy i dla elektrowni powyżej mocy 20 kW utrzymuje się na relatywnie stałym poziomie ok. 6000 zł/kW.

Na rys. 4.1.4 przedstawiono strukturę kosztów budowy i montażu instalacji



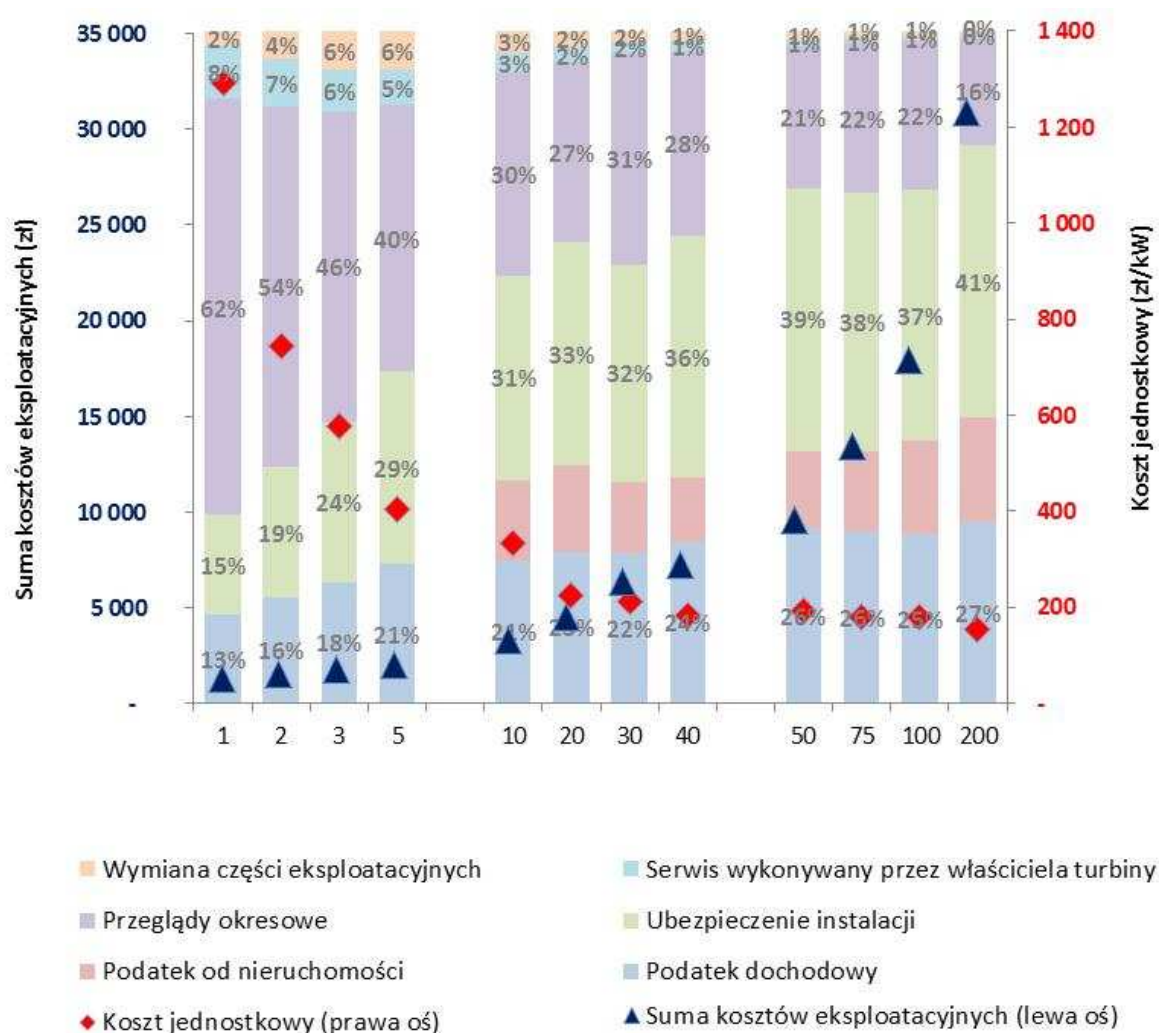
Rys. 4.1.4 Struktura kosztów budowy i montażu instalacji MEWi

W kategorii I elektrowni prace montażowe ograniczają się do posadowienia masztu, montażu turbiny (koszt ten nie przekracza 3000 zł), jednakże koszty jednostkowe są wyższe niż w przypadku elektrowni większych mocy.

²³ Z porównań danych źródłowych inwerter przystosowany do przesyłu energii do sieci jest nawet do 30% droższy od swojego odpowiednika typu off-grid.

W pozostałych kategoriach turbin (II i III) dodatkowo należy uwzględnić koszty wykonania fundamentów (ok. 30% nakładów w na tym etapie), natomiast właściciele elektrowni wiatrowych o mocy przekraczającej 40kW muszą pokryć 50% kosztów przyłączenia do sieci.

Na rysunku 4.1.5 przedstawiono strukturę kosztów eksploatacji elektrowni wiatrowej.



Rys. 4.1.5 Struktura kosztów eksploatacji elektrowni wiatrowej

Koszty eksploatacyjne w elektrowniach kategorii I zawierają się w przedziale od 1300 do 2700 zł/kW/rok, przy czym dominującą rolę odgrywiają przeglądy okresowe (związane np. z regulacją linek odciągowych masztu) oraz wymianą części eksploatacyjnych (wykonywane w odstępach kilkuletnich). Zwykle w tej kategorii turbin inwestorzy decydują się na rozwiązania technologiczne o bardzo niskich nakładach inwestycyjnych, ale wtedy muszą liczyć się także ze znacznie wyższymi (dochodzącymi nawet do 15% wszystkich kosztów) kosztami eksploatacyjnymi, związanymi z wymianą części.

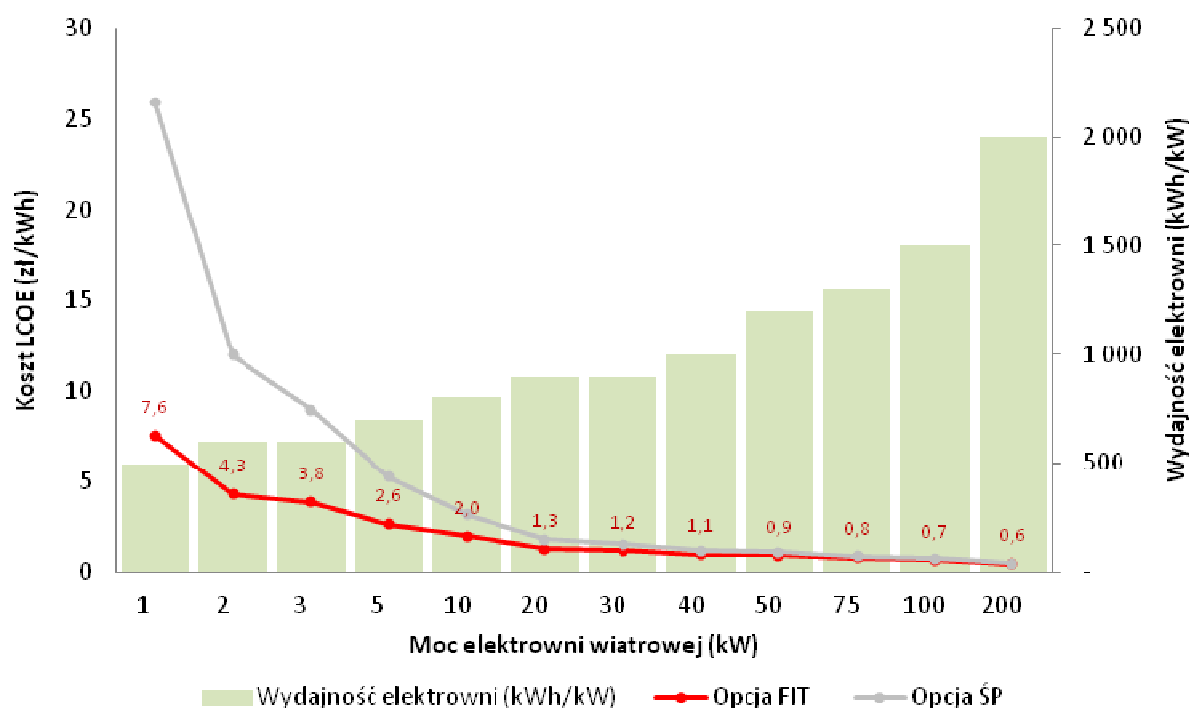
W kategoriach elektrowni II i III uwzględniono również koszty podatku od nieruchomości, który naliczany jest w wysokości 2% od wartości części budowli związanych z gruntem (czyli stopy fundamentowej i masztu). Elektrownie o mocy zainstalowanej wyższej niż 10kW ponoszą relatywnie wyższe koszty z tytułu ubezpieczenia instalacji (jednak w każdym przypadku koszt ten nie przekracza 1% nakładów inwestycyjnych).

Średnie koszty jednostkowe eksploatacji elektrowni wiatrowych kategorii I wynoszą od 540 do 1320 zł/kW narok, natomiast w przypadku elektrowni o wyższej mocy, tj. powyżej 10 kW,

koszty te spadają i utrzymują się na poziomie od 320 zł/kW narok dla elektrowni o mocy 10kW do 150 zł/kW na rok dla urządzenia o mocy 200 kW.

4.1.3 Ocena wyników obliczeń kosztów energii i analiza wrażliwości

Uzyskane wyniki symulacji ekonomicznych i ocen wskazują, że badane elektrownie wiatrowe w szerokim przedziale mocy od 1 do 200 kW charakteryzują się bardzo zróżnicowaną strukturą nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacji. Zatem trudno było porównać małe elektrownie o mocy 1-5 kW z elektrowniami o mocach powyżej 50 kW, gdyż w tym przypadku podlegają one także różnym przepisom prawnym (m.in. prawo budowlane, prawo ochrony środowiska). Na rys. 4.1.6. przedstawiono wysokość obliczonego kosztu LCOE (i referencyjnej produktywności) w zależności od mocy elektrowni wiatrowej.



Rys. 4.1.6 Wysokość kosztu LCOE w zależności od mocy elektrowni wiatrowej

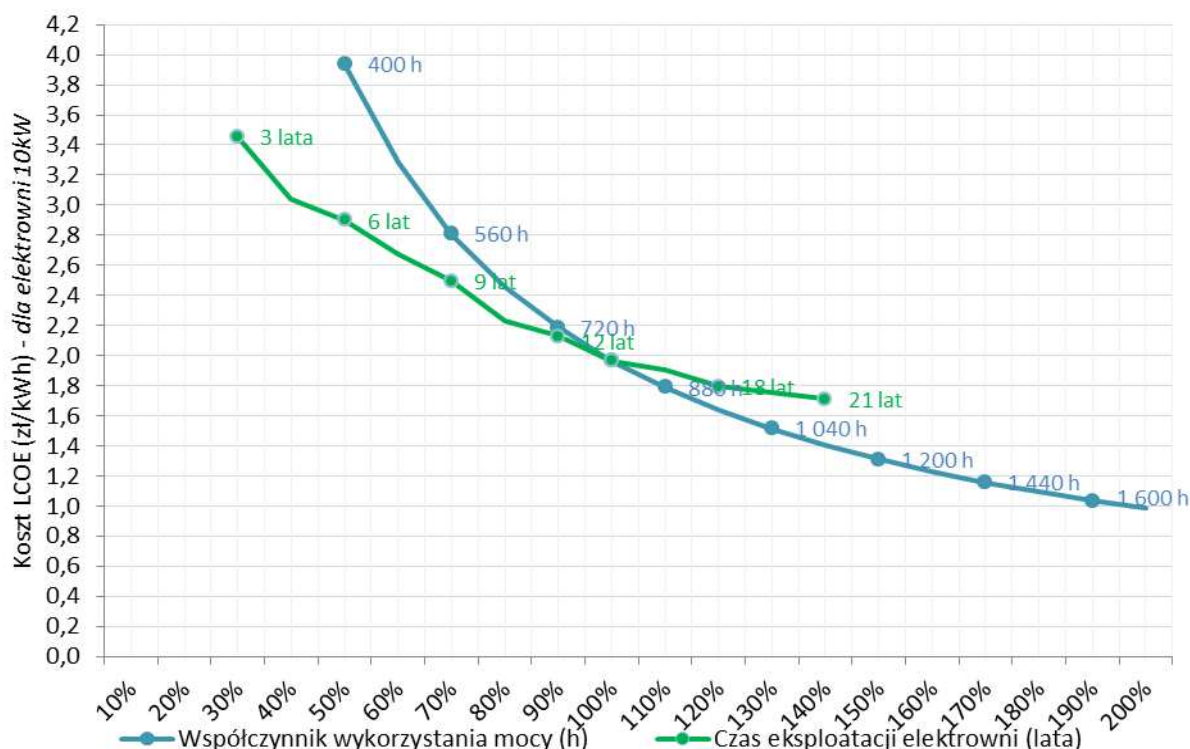
Na powyższym rysunku zestawiono koszty jednostkowe LCOE. Duży wzrost LCOE dla małych elektrowni wiatrowych należy tłumaczyć z jednej strony stosunkowo wysokimi kosztami jednostkowymi zarówno w nakładach inwestycyjnych (CAPEX), jak i w kosztach eksploatacji (OPEX) - często koszty te były co najmniej 2-krotnie wyższe niż dla pozostałych większych elektrowni kategorii II i III. Drugim czynnikiem znacznie oddziałującym na koszt LCOE w niniejszym badaniu, jest produktywność elektrowni wiatrowych (wydajność w cyklu rocznym). Ponadto porównując projektowany system stałych taryf typu FIT z obecnie funkcjonującym systemem wsparcia, można zauważyć, że koszt LCOE dla elektrowni w przedziale mocy 1 – 20 kW wyraźnie wzrasta. Sytuację tę należy tłumaczyć wyższymi kosztami administracyjnymi zarówno w procesie przygotowywania inwestycji (uzyskanie koncesji URE, opłata przyłączeniowa w OSD, uzyskanie warunków przyłączenia, pokrycie w 50% kosztów przyłączenia mikroinstalacji), jak i podczas eksploatacji (prowadzenie przedsiębiorstwa, obrót świadectwami pochodzenia).

Analizując uzyskane wyniki kosztów LCOE dla poszczególnych zakresów mocy, elektrownie wiatrowe można pogrupować w zależności od dynamiki zmian kosztu energii LCOE co przedstawia tabela 4.1.5 poniżej.

Tabela 4.1.5 Zakres zmienności obliczonego kosztu energii LCOE w poszczególnych grupach mocy MEWi.

Zakres mocy	Dynamika zmian kosztu LCOE
1 – 5 kW	Duża (od 7,6 do 2,7 zł/kWh)
10 – 40 kW	Średnia (od 2,0 do 1,1 zł/kWh)
50 – 200 kW	Mała (0,9– 0,6 zł/kWh)

Analizę wrażliwości inwestycji małych elektrowni wiatrowych wykonano w oparciu o badanie wpływu zmieniających się wybranych parametrów na koszt LCOE. Poniżej na rysunkach przedstawiono wybrane grupy parametrów oraz wrażliwość kosztu LCOE na ich zmianę dla przykładowej elektrowni wiatrowej o mocy 10 kW. Zasadniczo, moc elektrowni nie jest elementem znacząco wpływającym na kształt krzywych z w badanym zakresie zmienności poszczególnych parametrów i można stwierdzić, że także dla pozostałych mocy elektrowni wiatrowych (poniżej i powyżej 10 kW) układ przedstawionych krzywych jest zbliżony i podobnie wpływa na koszt LCOE. Zmienia się jedynie wartość kosztu LCOE na lewej osi. Zatem warto przyjrzeć się bliżej jak różne parametry inwestycji wpływają na wysokości kosztu energii z MEWi. Na rys. 4.1.7 przedstawiono wpływ czasu użytkowania i wskaźnika wykorzystania mocy nominalnej w ciągu roku (produktywności elektrowni) na koszt LCOE.

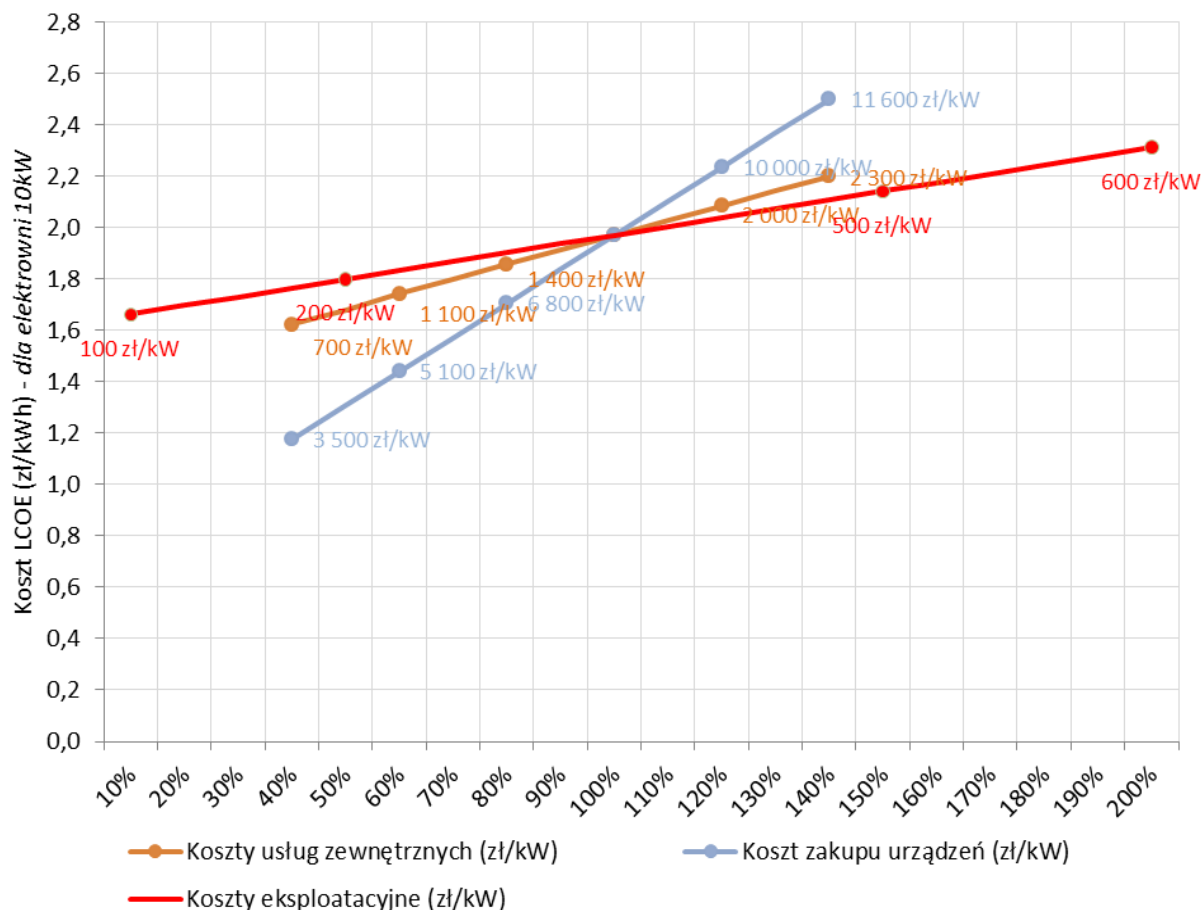


Rys. 4.1.7 Wpływ okresu trwałości (czasu użytkowania) i produktywności elektrowni na koszt LCOE

Zarówno wydajność elektrowni wiatrowej, jak i całkowity czas jej eksploatacji znacząco wpływa na ostateczny koszt produkcji energii liczonej metodą LCOE. Dlatego istotnym elementem w procesie inwestycyjnym jest staranny dobór lokalizacji, który zapewni optymalną

produktywność. Kolejnym wnioskiem jaki należałoby wyciągnąć z powyższego rysunku jest duże znaczenie doboru technologii, która zapewni niezawodność, ciągłość pracy i trwałość w pełnym okresie funkcjonowania, zwykle przewidywanym na 20 lat. Skrócenie czasu eksploatacji (a również okresu wsparcia) skutkuje gwałtownym wzrostem kosztu LCOE.

Na rys. 4.1.8 przedstawiono wpływ kosztów usług zewnętrznych, zakupu urządzeń i eksploatacji na koszt LCOE

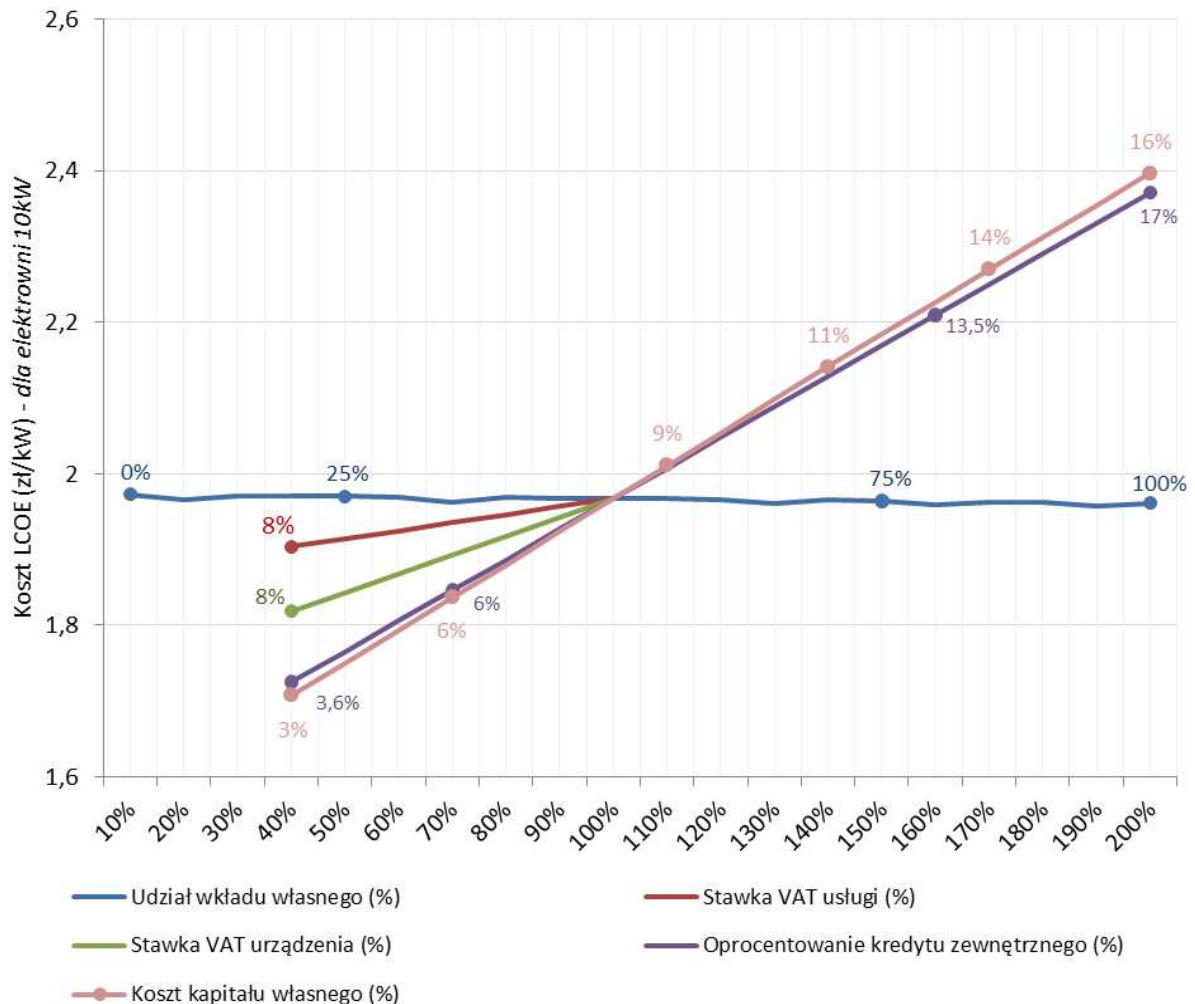


Rys. 4.1.8 Wpływ kosztów usług zewnętrznych, zakupu urządzeń i eksploatacji na koszt LCOE

Równie silne jak produktywność oddziaływanie na koszt LCOE mają koszty zakupu urządzeń. Z analizy wynika, że wraz z rozwojem rynku MEWi, każdy spadek kosztów urządzeń o 10% będzie skutkował równoczesnym spadkiem kosztu LCOE o 10%. Zależność ta jest tym bardziej zauważalna, im skala inwestycji jest mniejsza. Kolejnym istotnym elementem wpływającym na koszt LCOE są koszty zlecenia usług zewnętrznych. Również tutaj należy spodziewać się, że koszty będą spadały wraz z rozwojem rynku, ale w tym przypadku siła oddziaływania jest nieco słabsza (ok. 4% spadku kosztu LCOE na każde 10% spadku kosztów usług). Kolejnym równie istotnym kosztem wpływającym na LCOE są koszty eksploatacyjne. Jak wspomniano w poprzedniej części opracowania, koszty eksploatacyjne są zdominowane przez usługi serwisu oraz ubezpieczenia elektrowni. Warto zwrócić uwagę na skalę oddziaływania na LCOE kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych. Nieznaczny wzrost kosztów zakupu urządzeń (np. o 20%) wpływa na LCOE w tym samym stopniu co wzrost kosztów eksploatacyjnych o 200%. Istnieje jednak odwrotna korelacja między tymi dwoma typami kosztów. Z badań sektora MEWi wynika, że elektrownie certyfikowane o wyższych nakładach inwestycyjnych na zakup urządzeń,

charakteryzują się minimalnymi kosztami napraw i serwisu, co korzystnie wpływa na produktywność i współczynnik wykorzystania mocy (mniej przerw w pracy elektrowni), a co za tym idzie na niższy koszt LCOE. Wraz z rozwojem rynku należy spodziewać się zwiększenia podaży usług i produktów w obu segmentach i znacznego spadku cen, co pozytywnie wpłynie na ostateczny koszt produkcji energii z MEWi.

Na rys. 4.1.9 przedstawiono wpływ parametrów finansowych na koszt LCOE



Rys. 4.1.9 Wpływ parametrów finansowych na koszt LCOE

Wśród parametrów finansowych najbardziej istotne jest oprocentowanie kredytu zewnętrznego, które w przypadku kredytów komercyjnych może podnieść koszt LCOE nawet o 20%. Z kolei zastosowanie stawek preferencyjnych wyraźnie zmniejsza koszt LCOE (również o 20%). Na podobnym poziomie oddziałuje koszt kapitału własnego, będący miernikiem ryzyka inwestycyjnego ze strony inwestora. W mniejszym stopniu działają preferencyjne stawki VAT, szczególnie na usługi. Jednak już zastosowanie 8% stawki VAT na urządzenia (zbliżone mechanizmy wsparcia podatkowego są stosowane w takich krajach, takich jak Włochy, Francja i Portugalia) może skutkować 10% obniżeniem kosztu LCOE. Z uwagi na to, że koszt wkładu własnego założono na zbliżonym poziomie co koszt kredytu (8%), zmiana tego parametru nie wpływa istotnie na koszt LCOE. Odmienna sytuacja miałaby miejsce w przypadku wyższego oprocentowania kapitału własnego. W takim przypadku model byłby bardziej wrażliwy na ten parametr. Na podstawie przeprowadzonych analiz można określić uśrednione koszty energii z MEWi dla 3 progów mocy – tabela 4.1.6.

Tabela 4.1.6 Średni koszt energii z małych elektrowni wiatrowych (MEWi) obliczony metodą LCOE

Zakres mocy	Norma bezpieczeństwa	Typowy model odbiorcy	Koszt energii
poniżej 10 kW	PN-EN 61400-2	Gospodarstwa domowe	2 000 zł/MWh
10 – 50 kW	PN-EN 61400-2	Małe gosp. rolne i MŚP	1 200 zł/MWh
50 – 200 kW	PN-EN 61400-1	Duże gosp. rolne i MŚP	700 zł/MWh

Koszty te (w walucie 2012 roku) mogą być podstawą do wyznaczania taryf na pierwsze dwa lata funkcjonowania systemu wsparcia (2013-2014), w postaci gwarancji odbioru przez sprzedawcę z urzędu energii elektrycznej po cenie urzędowej oraz gwarantowanej taryfy w okresie 15 lat od daty oddania instalacji do użytku.

Niniejszy podział proponowanych stawek taryf gwarantowanych dla wyodrębnionych zakresów mocy (w szczególności próg 50 kW) odzwierciedla również ustalenia międzynarodowego standardu IEC 61400-2 (funkcjonującego w Polsce jako norma bezpieczeństwa PN-EN 61400-2 małych turbin wiatrowych)²⁴, który dotyczy wymagań konstrukcyjnych dla MEWi. Za graniczną wielkość małej elektrowni wiatrowej przyjęto parametr powierzchni wirnika – 200 m² oraz moc znamionową – 50 kW przy pracy w średnich prędkościach wiatru nie przekraczających 11 m/s.

Zróżnicowane koszty produkcji energii w przedstawionych analizach wynikają również z zastosowanych rozwiązań konstrukcyjnych, które w przypadku elektrowni wiatrowych poniżej 50 kW są wyższe w porównaniu do kosztów jednostkowych dużych elektrowni.

Należy dodać, że podział ten jest także uzasadniony ze względu na przepisy odnośnie certyfikacji małych elektrowni wiatrowych (elektrownie wiatrowe powyżej 50 kW podlegają już normie bezpieczeństwa PN-EN 61400-1), co odzwierciedla również strukturę rynku małych elektrowni wiatrowych. Zwyczajowo, producent danego modelu elektrowni wiatrowych produkuje typoszereg odpowiadający zakresowi mocy w obrębie danej normy bezpieczeństwa.

Ostatnim uzasadnionym podziałem progów wsparcia dla poszczególnych kategorii mocy turbin jest podział ze względu na typ beneficjenta. Najmniejsze elektrownie wiatrowe są instalowane głównie jako konstrukcje przydomowe (lub dachowe), w większości przypadków w nieoptymalizowanych lokalizacjach. Jeśli tego typu elektrownie byłyby instalowane w lokalizacjach o dobrych warunkach wiatrowych (lokalne wyniesienia, otwarte przestrzenie, bliskość morza itp.), koszt jednostkowy mógłby wyraźnie spaść, a więc i kwota wsparcia w kategorii mocy poniżej 10 kW mogłaby być zrównana z kategorią mocy 10-50 kW.

²⁴ International Standard IEC 61400-2, International Electrotechnical Commission, Geneva, Szwajcaria

4.2 Systemy fotowoltaiczne

4.2.1 Źródła danych do analizy ekonomicznej

Model kosztowy elektrowni fotowoltaicznych powstał w oparciu o badania ankietowe przeprowadzone przez Instytut Energetyki Odnawialnej. Na potrzeby niniejszego opracowania zasięgnięto opinii czterech firm działających na polskim rynku, zajmujących się kompleksowymi rozwiązaniami w zakresie elektrowni fotowoltaicznych. Uzyskano dzięki temu informacje o rzeczywistych kosztach związanych z przygotowaniem inwestycji, zakupem urządzeń, montażem i eksploatacją. Dane zostały uzupełnione o analizę najnowszej (lipiec 2012) oferty krajowych dystrybutorów urządzeń i komponentów systemów fotowoltaicznych. W związku z jeszcze nie wykształconym w pełni rynkiem tej technologii w Polsce i małą ilością zrealizowanych inwestycji, znaczna część cen podawana jest w walucie obcej (najczęściej w euro). Sprawia to, że ceny zakupu i montażu będą ulegać zmianom w zależności od aktualnego kursu waluty danego kraju. Ceny w zestawieniu uwzględniono po przeliczeniu na PLN według kursu z dnia 31 lipca 2012 roku.

4.2.1.1 Charakterystyka urządzeń uwzględnionych w analizie

W dalszym ciągu zasadniczym elementem kosztów (60-80%) małego systemu fotowoltaicznego (mini elektrowni słonecznej) są moduły fotowoltaiczne zwane na rynku panelami. Obecnie na polskim rynku można nabyć panele fotowoltaiczne wykonane w trzech technologiach: monokrystaliczne, polikrystaliczne i amorficzne. Z analiz IEO wynika, że technologia polikrystaliczna jest wybierana najczęściej podczas przygotowywania inwestycji elektrowni fotowoltaicznych. Przemawia za tym najbardziej korzystna relacja cenowa. Stąd też tego typu panele posłużyły jako wariant bazowy w analizach przeprowadzanych w niniejszej pracy. Ze względu na słabą dostępność paneli amorficznych nie uwzględniono ich w analizie. Nie uwzględniono również technologii monokrystalicznej ze względu na wysoką cenę zakupu.

W analizie uwzględniono jedynie te konfiguracje elektrowni fotowoltaicznych, które przystosowane są do odsprzedawania wyprodukowanej energii do sieci (tzw. on-grid). Ponadto zestawienie kosztowe dotyczy tylko urządzeń opatrzonych certyfikatem (najczęściej „CE”).

4.2.1.2 Kryteria podziału elektrowni fotowoltaicznych

Celem zwiększenia czytelności zgromadzonych danych podzielono elektrownie fotowoltaiczne na następujące przedziały ze względu na moc zainstalowaną:

Tabela 4.2.1 - Podział elektrowni PV użyty w opracowaniu

Charakterystyka	Przedział mocy [kW]		
	1 - 10	20 - 40	50 - 100
Montaż na dachu budynku	+	-	-
Montaż na gruncie	-	+	+
Podatek od nieruchomości	-	+	+
Zgłoszenie budowy	-	+	-
Pozwolenie na budowę	-	-	+
Dokumentacja projektowa instalacji	-	+	+
Zarządzanie projektem	-	+	+

- **Elektrownie fotowoltaiczne o mocy 1 – 10 kW**

Tego typu elektrownie montowane mogą być na dachu lub fasadzie domu (granica 10 kW została przyjęta na podstawie średniej wielkości połaci dachowej w domu jednorodzinnym). W związku z tym, poza budynkami specjalnymi, np. zabytkowymi, nie jest konieczne zgłaszanie do urzędu gminy zamiaru budowy. Dzięki temu cała procedura na etapie przygotowania inwestycji jest bardzo uproszczona. W tym przedziale założono czas wykorzystania mocy zainstalowanej w ciągu roku (tzw. *capacity factor*) na poziomie CF=900 godzin/rok (w energetyce konwencjonalnej rozumiany jest jako rok pomniejszony o czas przestoju z tytułu remontów i nazywany jest wskaźnikiem wykorzystania mocy; tu ma on wartość 900 kWh/kW). Wynika to z faktu umiejscowienia instalacji – często brak jest możliwości doboru optymalnego kąta zamontowania (szczególnie w przypadku dachów pochyłych) oraz możliwe są zacienienia (ograniczające produktywność).

- **Elektrownie fotowoltaiczne o mocy 20 – 40 kW**

Założono, że większej mocy elektrownie (>20 kW) będą montowane na gruncie. W myśl projektu ustawy o OZE instalacje do 40 kW można będzie zamontować bez konieczności występowania o pozwolenie na budowę. Wystarczy więc zgłoszenie, wraz z niezbędnymi załącznikami (prawo do nieruchomości, dokumentacja techniczna itp.). Większe ponadto będą koszty związane z akcesoriami do montażu gruntowego jak i sama usługa instalacji. Ze względu na możliwość wyboru optymalnej lokalizacji pod względem nasłonecznienia, założono czas pracy (produktywność) na poziomie 1000 kWh/kW.

- **Elektrownie fotowoltaiczne o mocy 50 – 100 kW**

Tak jak poprzednio, również i w tym przedziale mocy założono technikę montażu gruntowego. Duże instalacje muszą jednak ubiegać się o pozwolenie na budowę. Dodatkowo trzeba więc wykonać mapę do celów projektowych, zlecić naniesienie elektrowni na mapę oraz postarać się o wypis z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego (w przypadku braku zapisu mówiącego o możliwości montażu takiej instalacji, należy wnioskować o jego zmianę). Podobnie jak w II kategorii, założono czas pracy równy 1000 h/rok.

4.2.2 Nakłady inwestycyjne. Koszty eksploatacji elektrowni fotowoltaicznych

Dokonano podziału kosztów związanych z budową elektrowni fotowoltaicznej na następujące kategorie: przygotowanie inwestycji, zakup i montaż urządzeń, eksploatacja elektrowni fotowoltaicznej.

4.2.2.1 Koszty przygotowania inwestycji

W kosztach przygotowania inwestycji uwzględniono nie tylko koszty zewnętrzne inwestora (usługi obce, opłaty administracyjne) ale też, wycenione na podstawie szacunku nakładów pracy własnej (roboczo godzin), koszty pracy własnej inwestora związane z organizacją inwestycji. Dotyczy to także przypadku, gdy inwestor należne podatki rozlicza w systemie ryczałtu (typowy model dla mikroinstalacji, o czym dalej). Poniżej zestawiono i omówiono listę dokumentów i czynności które należy zgromadzić lub wykonać, aby instalacja pozostawała w zgodzie z obowiązującymi przepisami prawa.

Instalacja która będzie montowana na dachu budynku, zgodnie z art. 29 ust. 2 ustawy - Prawo budowlane, nie wymaga zgłoszenia budowy ani wydania pozwolenia na budowę²⁵. Dopiero, gdy wybrany zostanie wariant umiejscowienia elektrowni fotowoltaicznej na gruncie, w myśl nowego projektu ustawy o odnawialnych źródłach energii, należy zgłosić instalację (< 40 kW) lub ubiegać się o pozwolenie na budowę (> 40 kW).

Planując przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, należy u lokalnego Operatora Systemu Dystrybucyjnego (OSD) podpisać umowę przyłączeniową, a wcześniej wystąpić o warunki przyłączenia. Jeśli inwestor stara się o przyłączenie do sieci niskiego napięcia (NN, do 1 kV), nie musi wносить zaliczki na poczet przyłączenia. Gdy przyłączenie odbywa się do sieci powyżej 1 kV obowiązuje zaliczka 30 PLN/kW, która następnie wchodzi w skład opłaty przyłączeniowej wyznaczonej przez operatora. Koszt ten uwzględniono tylko przy elektrowniach PV o mocy 50 i 100 kW ponieważ na terenach o słabiej rozwiniętej sieci tzw. głównych punktów zasilania - GPZ mogą one (choć nie muszą) otrzymać warunki przyłączenia do sieci SN (średniego napięcia).

Założono ponadto koszty związane z zarządzaniem projektem oraz przygotowaniem wniosku kredytowego, uwzględniając czas poświęcony na wypełnienie wniosku, zdobycie dokumentów związanych z zatrudnieniem lub udokumentowaniem przychodów oraz innych dokumentów wymaganych przez bank. Ponadto w trakcie ubiegania się o kredyt bankowy na inwestycje, przyszły właściciel elektrowni PV może zostać poproszony o przedstawienie biznes planu. Koszt jego wykonania dla małych przedsiębiorców zależy od wielkości dofinansowania.

W obecnym systemie (wsparcie świadectwami pochodzenia) niezbędne jest uzyskanie koncesji na produkcję energii elektrycznej. Oszacowano koszt pracy własnej (czasu), jaką należy wykonać na wypełnienie wniosków i dopełnienie formalności związanych z tą procedurą.

W tabeli 4.2.2 zaprezentowano listę dokumentów niezbędnych w fazie przygotowania inwestycji.

Tabela 4.2.2 - Etap przygotowania inwestycji

Przygotowanie inwestycji	
a) Dokumentacja dot. prawa własności gruntu	<ul style="list-style-type: none"> • Odpis z Księgi Wieczystej
b) Dokumentacja dot. pozwolenia na budowę lub zgłoszenia budowy	<ul style="list-style-type: none"> • Wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego • Decyzja o warunkach zabudowy (zależy od zapisów w MPZP, które przewidują możliwość budowy mikroinstalacji opartej o OZE. Zarówno wydanie decyzji, jaki i wniosek o zmianę MPZP są bezpłatne, ale może zajść potrzeba wykonania dodatkowych ekspertyz. W analizie przyjęto, że w MPZP brak jest przeciwwskazań do budowy elektrowni fotowoltaicznej). • Mapa do celów projektowych* • Projekt instalacji z naniesioną instalacją i przyłączem energetycznym na mapie* • Dokumentacja techniczna* <p>* nie dotyczy instalacji, które wymagają tylko zgłoszenia budowy</p>

²⁵ Ustawa z dnia 7 lipca 1994 Prawo budowlane, Dz. U. z 2010 r. Nr 243, poz. 1623, z późn. zm.

c) Dokumentacja dot. pozwolenia na produkcję i sprzedaż energii do sieci	<ul style="list-style-type: none"> • Umowa przyłączeniowa u lokalnego operatora sieci - OSD • Warunki przyłączenia do sieci (w przypadku występowania o warunki przyłączenia do sieci SN należy wnieść zaliczkę na poczet opłaty przyłączeniowej) • Wystąpienie o koncesję na produkcję energii (pominięto w przypadku nowego systemu FiT)
d) Zarządzanie projektem i budżetem	<ul style="list-style-type: none"> • Koordynacja działań związanych z przygotowaniem inwestycji i zakupu urządzeń i prac budowlanych • Przygotowanie wniosku kredytowego • Opracowanie biznesplanu (wymagane dla większych inwestycji jako załącznik do wniosku kredytowego)

4.2.2.2 Koszty zakupu i montażu urządzeń

Posiadając niezbędne dokumenty, można przystąpić do etapu związanego z zakupem i montażem elektrowni. Do uruchomienia elektrowni PV, oprócz paneli, systemu montażowego i inwertera, niezbędne jest oprzyrządowanie elektryczne w którego skład wchodzi: złącze kablowe z miejscem na licznik, przewód solarny wraz z szybkozłączami elektrycznymi, zabezpieczenia nadprądowe, ochronniki, rozdzielnie prądu stałego i przemiennego. Dla instalacji przyłączonych do sieci i działających w starym systemie wsparcia świadectwami pochodzenia, należy dokupić licznik energii elektrycznej. Jego parametry (klasa dokładności, dodatkowe funkcje) określone są w warunkach przyłączeniowych.

Założono, że transport elementów elektrowni PV będzie odbywał się poprzez firmy transportowe na europaletach. Koszt uzależniony jest od wielkości elektrowni PV oraz ilości urządzeń pomocniczych.

Dokonano podziału na montaż systemu PV na dachu oraz na montaż gruntowy. Graniczną wielkością instalacji do montażu na dachu było 10 kW. Średnia powierzchnia dachu o dwóch spadach w domu jednorodzinnym to około 180 [m²]. Zakładając, że elektrownia fotowoltaiczna będzie zainstalowana po stronie południowej dachu, do wykorzystania pozostaje powierzchnia około 90 [m²]. Średnie rozmiary typowego panelu polikrystalicznego o mocy 250 W to 1,7 x 0,98 m co przekłada się na powierzchnię 1,66 m² na jeden panel ²⁶. Dzieląc powierzchnię dachu przez powierzchnię panelu (uwzględniając kominy wentylacyjne, wyjścia na dach itp.) zainstalować można około 50 paneli co przełoży się na moc 12 kW. Wielkość zaokrąglono w dół do najbliższej instalacji z typoszeregu uwzględnionego w analizie. Przyjęto więc, że instalacja o mocy 10 kWp wykonana z paneli polikrystalicznych jest graniczną, którą można zintegrować z połącją dachową w gospodarstwie domowym. Instalacje o wyższej mocy były rozpatrywane w wariantach montażu gruntowego.

W tabeli 4.2.3 zestawiono podstawowe różnice powyższych wariantów montażowych.

Tabela 4.2.3 - Różnice w wariantach montażowych elektrowni PV

Konstrukcja do montażu na dachu	Konstrukcja do montażu na gruncie
Stosowane dla instalacji o mocy ≤ 10 [kW].	Stosowane dla instalacji o mocy > 10 [kW].
Integracja z budynkiem. Nie zajmują dodatkowego miejsca.	Wymagany dodatkowy teren pod budowę.
Mało skomplikowana konstrukcja.	Większy stopień skomplikowania konstrukcji.
Brak fundamentu.	Konieczność pewnego osadzenia w gruncie

²⁶ Badanie rynku wykonane przez IEO

	(fundament, wkręcane w ziemi mocowania)
Mniejsze straty przesyłowe.	Większe straty przesyłowe związane z oddaleniem elektrowni od miejsca zużycia/przyłączenia.
Nie jest wymagane zgłoszenie/pozwolenie na budowę. ²⁷	Zgłoszenie dla ≤40[kW], pozwolenie >40[kW]* *Zgodnie z projektem ustawy o OZE z dn. 26.07.2012
Narzucona lokalizacja (dach)	Możliwość wyboru bardziej optymalnej lokalizacji.
Niższy koszt jednostkowy.	Wyższy koszt jednostkowy.

Koszty zainstalowania elektrowni fotowoltaicznej w wariantach: dachowym i gruntowym podawane są przez instalatorów w cenach jednostkowych na 1 W. Po pomnożeniu przez moc instalacji otrzymano rzeczywiste koszty montażu.

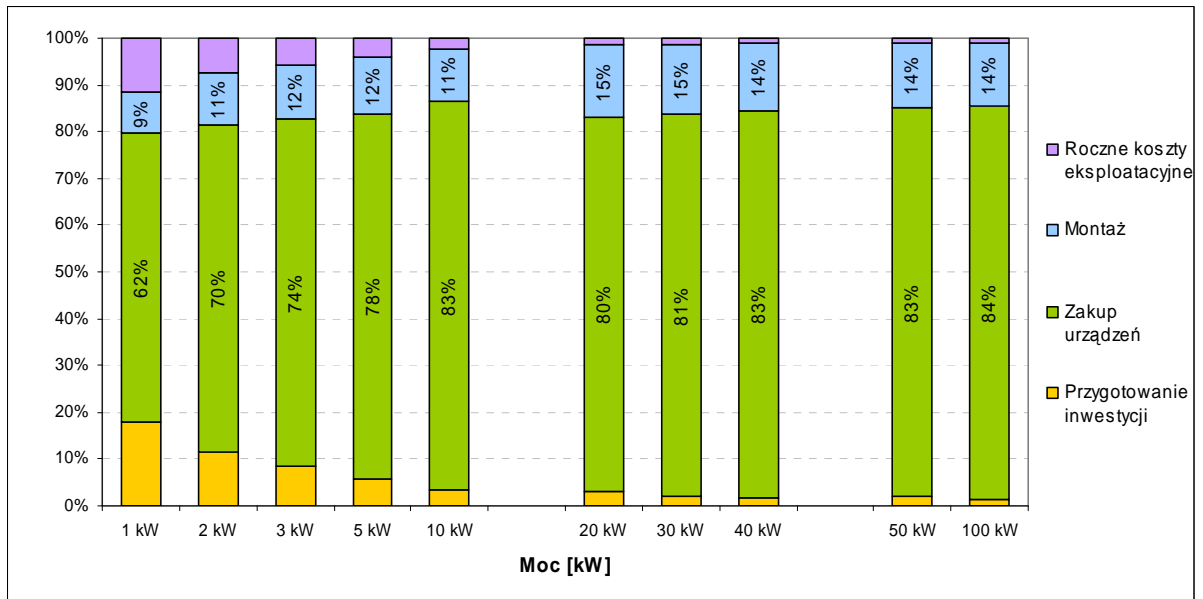
Koszt przyłączenia do sieci elektroenergetycznej w obecnym systemie należy uściślić u operatora systemu dystrybucyjnego. Cena podawana jest za 1 kW mocy przyłączeniowej i wynosi (w zależności od operatora, przeciętnie) 150 PLN / kW brutto. Cena dotyczy przyłączenia do sieci NN o napięciu niższym niż 1 kV. W praktyce na terenach o silnie rozbudowanej sieci GPZ (miejskie i podmiejskie) można dokonać przyłączenia do sieci NN instalacji do około 200 kW. Stąd też założono, że rozpatrywane warianty elektrowni fotowoltaicznych będą przyłączone do sieci niskiego napięcia.

W obecnym systemie, przyłączając do sieci odnawialne źródło energii (OZE), inwestor płaci operatorowi połowę stawki (wyznaczonej na podstawie realnych kosztów przyłączenia). W myśl projektu ustawy o odnawialnych źródłach energii, opłata za przyłączenie do sieci dystrybucyjnej ma zostać zniesiona dla właściciela mikroźródła i w całości pozostawać po stronie operatora (o ile przyłączenie OZE nie spowoduje konieczności modernizacji infrastruktury sieci)²⁸.

Listę elementów wchodzących w skład elektrowni fotowoltaicznej wraz z kosztami netto a także usługami montażu przedstawiono w tabeli 4.2.4. Na rysunku 4.2.1 można prześledzić strukturę kosztów dla różnych mocy elektrowni PV. Niezależnie od wariantu mocy elektrowni, koszt zakupu samych paneli PV wynosi 60 – 80 % całkowitych nakładów inwestycyjnych. W tabeli 4.2.4 znajduje się także wskaźnik kosztu jednostkowego. Określa on koszt wybudowania 1 kW mocy zainstalowanej w wybranym wariantcie elektrowni. Koszt ten jest znaczny w przypadku elektrowni fotowoltaicznych o małej mocy. Zgodnie z oczekiwaniami, wraz ze wzrostem wielkości elektrowni fotowoltaicznej, maleje koszt jednostkowy. Niewielką zmianę można zauważyć (rysunek 4.2.2) w okolicy mocy 20 kW. Wynika to z przyjętego założenia: od tej wartości mocy stosowany jest system montażu gruntowego. Jest on droższy od wariantu montażu na dachu. Również koszt wykonania usługi montażu gruntowego jest wyższy. Wpływa na to większe skomplikowanie prac przygotowawczych oraz niejednokrotnie konieczność wykonywania fundamentu pod konstrukcję. Na wykresie (rys. 4.2.2) dodano trend w postaci krzywej logarytmicznej. Oczekuje się, że z czasem (wraz z postępem rozwoju rynku) krzywa rzeczywistych kosztów będzie stopniowo ulegać wygładzeniu (na rysunku pokazano aproksymację logarytmiczną aktualnych kosztów rzeczywistych, ostatecznie użytą do analiz ekonomicznych).

²⁷ <http://www.gunb.gov.pl/dziala/pliki/ws1200712.pdf>

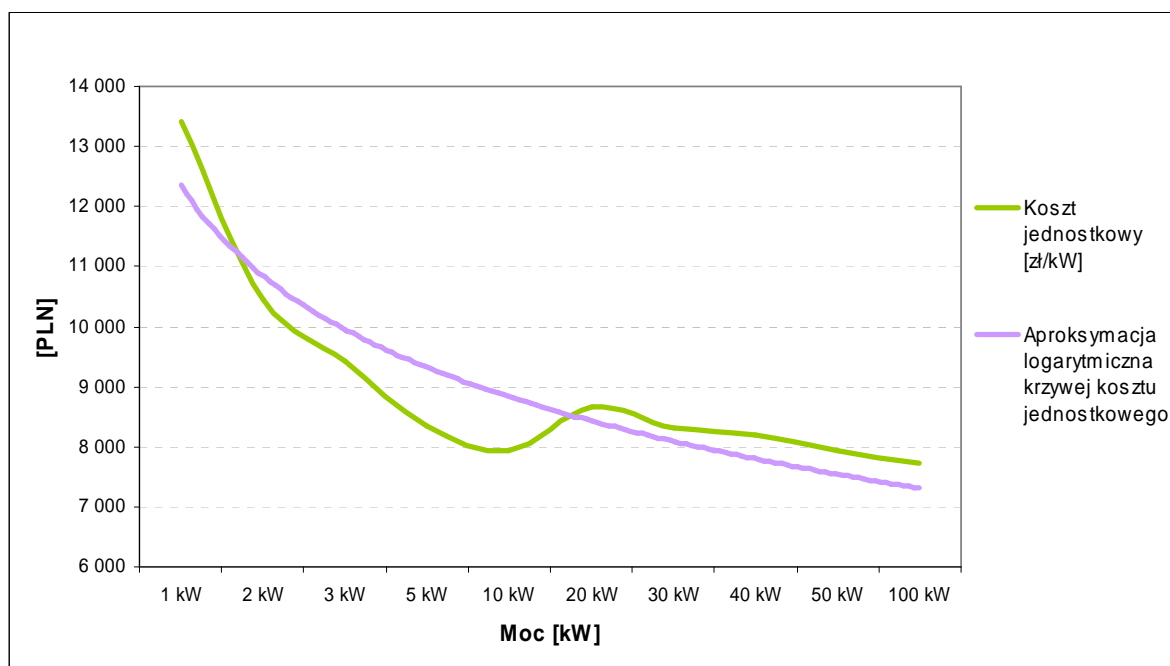
²⁸ Ministerstwo Gospodarki: Projekt ustawy o odnawialnych źródłach energii – , Warszawa, 26 lipca 2012 roku.



Rys. 4.2.1 Struktura kosztów elektrowni fotowoltaicznej w poszczególnych przedziałach mocy

Tabela 4.2.4 Zestawienie kosztów netto zakupu i montażu elektrowni fotowoltaicznej

	Wartość kosztów wg mocy elektrowni fotowoltaicznej [PLN]									
	1 kW	2 kW	3 kW	5 kW	10 kW	20 kW	30 kW	40 kW	50 kW	100 kW
Przygotowanie inwestycji										
Suma	2 410 zł	2 410 zł	2 410 zł	2 410 zł	2 610 zł	5 080 zł	5 380 zł	5 580 zł	8 820 zł	11 120 zł
Koszt jednostkowy [zł/kW]	2 410	1 205	803	482	261	254	179	140	176	111
[%] całkowitych kosztów	17%	11%	8%	5%	3%	3%	2%	2%	2%	1%
Zakup elektrowni PV										
Moduły PV	4 250 zł	8 500 zł	12 750 zł	21 250 zł	42 500 zł	85 000 zł	127 500 zł	170 000 zł	212 500 zł	425 000 zł
Inwerter	2 199 zł	3 599 zł	4 861 zł	6 423 zł	11 886 zł	23 772 zł	34 858 zł	51 304 zł	54 757 zł	110 788 zł
Akcesoria elektryczne	1 080 zł	1 140 zł	1 260 zł	1 430 zł	4 910 zł	5 610 zł	6 610 zł	8 010 zł	10 310 zł	16 310 zł
Konstrukcja montażowa	638 zł	1 275 zł	1 913 zł	3 188 zł	6 375 zł	24 052 zł	33 528 zł	41 304 zł	49 505 zł	94 760 zł
Transport	100 zł	150 zł	200 zł	240 zł	420 zł	700 zł	1 120 zł	1 400 zł	1 820 zł	3 640 zł
Suma	8 267 zł	14 664 zł	20 984 zł	32 531 zł	66 091 zł	139 134 zł	203 616 zł	272 018 zł	328 892 zł	650 498 zł
Koszt jednostkowy [zł/kW]	8 267	7 332	6 995	6 506	6 609	6 957	6 787	6 800	6 578	6 505
[%] całkowitych kosztów	62%	70%	74%	78%	83%	80%	81%	83%	83%	84%
Montaż i przyłączenie do sieci										
Suma	1 187 zł	2 274 zł	3 311 zł	5 135 zł	8 870 zł	26 839 zł	37 709 zł	46 878 zł	54 973 zł	105 695 zł
Koszt jednostkowy [zł/kW]	1 187	1 137	1 104	1 027	887	1 342	1 257	1 172	1 099	1 057
[%] całkowitych kosztów	9%	11%	12%	12%	11%	15%	15%	14%	14%	14%
Koszty eksploatacyjne (roczne)										
Suma	1 546 zł	1 580 zł	1 613 zł	1 677 zł	1 850 zł	2 561 zł	3 178 zł	3 800 zł	4 179 zł	7 038 zł
Koszt jednostkowy [zł/kW]	1 546	790	538	335	185	128	106	95	84	70
[%] całkowitych kosztów	12%	8%	6%	4%	2%	1%	1%	1%	1%	1%
Łączny koszt jednostkowy inwestycji										
Koszt jednostkowy [zł/kW]	13 410	10 464	9 439	8 350	7 942	8 681	8 329	8 207	7 937	7 744



Rys. 4.2.2 - Koszt jednostkowy rzeczywisty (z ankiet i badań rynku ofert) oraz aproksymacja logarymiczna dla różnych wariantów elektrowni PV

4.2.2.3 Koszty eksploatacyjne elektrowni fotowoltaicznej

Elektrownie fotowoltaiczne cechują się niewielkimi kosztami eksploatacyjnymi. Czynności serwisowe, które należą do właściciela instalacji sprowadzają się w zasadzie do utrzymania czystości paneli. Serwis gwarancyjny zwykle zapewniony jest od 2 do 5 lat od momentu uruchomienia instalacji. Ze względu na brak elementów ruchomych i niewielkie skomplikowanie elektrowni, późniejszy serwis wykonywany przez firmy zewnętrzne praktycznie nie jest wymagany. Wyjątkiem są sytuacje w których panele zostały uszkodzone (na przykład poprzez działanie warunków atmosferycznych). Wtedy naprawa zwykle nie jest opłacalna i wymieniany jest cały panel. Założono, że wymianie będzie podlegać 2 % paneli wchodzących w skład elektrowni, raz na 5 lat. Do obliczeń uwzględniono średni roczny koszt.

W kategorii kosztów eksploatacyjnych uwzględniono także ubezpieczenie instalacji (wysokość składki: 0,25 % całkowitych nakładów inwestycyjnych w skali roku²⁹) oraz podatek gruntowy (dotyczy tylko instalacji związanych z gruntem na trwale, a opodatkowaniu w wysokości 0,84 PLN/m² podlega ta część, która wykorzystywana jest w celach zarobkowych, czyli powierzchnia paneli PV³⁰).

W obecnie funkcjonującym systemie świadectw pochodzenia, konieczne będzie zarejestrowanie działalności i uiszczanie comiesięcznej składki ZUS. Dla uproszczenia przyjęto założenie, że producent energii elektrycznej jest zatrudniony z tytułu umowy o pracę u zewnętrznego pracodawcy, co powoduje odciążenie należnych składek. Jedynymi składkami z tytułu tej działalności będą więc składki zdrowotne. Niezbędne jest także prowadzenie księgowości. Założono, że ta czynność zlecona zostanie firmie zewnętrznej. W obecnym systemie konieczna jest ponadto procedura obrotu świadectwami pochodzenia na Towarowej Giełdzie Energii.

²⁹ <http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/46932.pdf> STR 5

³⁰ <http://www.isk.infor.pl/aktualnosci,9,1,40675,Elektrownia-sloneczna---opodatkowanie-podatkiem-od-nieruchomosci-.html>

Usługą tą zajmuje się biuro maklerskie, którego wynagrodzenie zależy od wolumenu sprzedanej energii elektrycznej.

Odczyt licznika energii elektrycznej to stały koszt rzędu 10 PLN za jednorazowe spisanie wskazań liczydeł, przy czym dla przedsiębiorców dokonywane jest ono z częstotliwością raz na miesiąc. W przypadku licznika inteligentnego, miesięczny koszt utrzymania karty SIM i zdalnej transmisji danych wynosi około 5 – 10 PLN, w zależności od częstotliwości wysyłania danych. Zestawienie składowych kosztów eksploatacyjnych zaprezentowano w tabeli 4.2. Dane kosztowe znajdują się w tabeli 4.2.4.

Tabela 4.2.5 Zestawienie kosztów eksploatacyjnych

Koszty eksploatacyjne	
a) Serwis elektrowni PV	<ul style="list-style-type: none"> Wymiana części eksploatacyjnych w przypadku zniszczenia Praca własna przy konserwacji paneli PV
b) Podatki	<ul style="list-style-type: none"> Podatek dochodowy (obliczony w zależności od wybranej przez inwestora formy opodatkowania) Podatek od nieruchomości (dotyczy tylko elektrowni trwale związanych z gruntem)
c) Inne	<ul style="list-style-type: none"> Ubezpieczenie instalacji Koszty alternatywne pracy własnej – administracja dotycząca rozliczeń z tytułu sprzedaży energii OSD oraz kwestii podatkowych Koszty związane z prowadzeniem księgowości Koszty związane z obrotem na TGE (tylko w systemie świadectw pochodzenia) Odczyt licznika energii elektrycznej

4.2.3 Założenia podatkowe i finansowe. Model inwestora

W oparciu o propozycje zawarte w projekcie ustawy o odnawialnych źródłach energii opublikowanym 26 lipca br. przyjęto, że w rozpatrywanym w modelu typem inwestora będzie podmiot o następujących cechach:

- Osoba fizyczna nie prowadząca działalności gospodarczej,
- Sposób opodatkowania przychodów – ryczałt 5,5% (opcjonalnie, dla celów porównawczych: podatek liniowy 19% i skala podatkowa 18% lub 32% w przypadku przekroczenia dopuszczalnych progów przychodów),
- Zwolnienie z wymogu uzyskania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej,
- Zwolnienie z udziału w kosztach przyłączenia elektrowni do sieci,
- Zwolnienie z obowiązku zakupu układu pomiarowo-rozliczeniowego.

Oprócz tego do kalkulacji przyjęto dodatkowe założenia natury finansowej i podatkowej.

- | | |
|---|----------|
| • Okres użytkowania elektrowni słonecznej | 15 lat |
| • Podatek VAT od urządzeń i usług | 23% |
| • Stopa amortyzacji urządzeń | 10% |
| • Stopa amortyzacji konstrukcji gruntowej | 4,5% |
| • Koszt alternatywny pracy własnej | 35 PLN/h |
| • Udział wkładu własnego | 20% |
| • Udział kredytu inwestycyjnego | 80% |

- Koszt kapitału własnego 8%
- Oprocentowanie kredytu bankowego 8%
- Okres karencji w spłacie kredytu 0 lat
- Okres kredytowania 9 lat
- Stopa inflacji 2,5%

4.2.4 Wyniki analiz ekonomicznych

Do wyliczenia kosztów produkcji energii z elektrowni fotowoltaicznych, posłużono się metodą LCOE (ang. *levelized cost of electricity*), która pozwala na obliczenie „rozłożonych” w całym okresie eksploatacji, uśrednionych kosztów wyprodukowania 1 kWh energii elektrycznej z rozpatrywanej elektrowni. W analizie LCOE uwzględniono wszystkie przyjęte do inwentaryzacji kosztów i badań warianty elektrowni fotowoltaicznych o mocy do 100 kW.

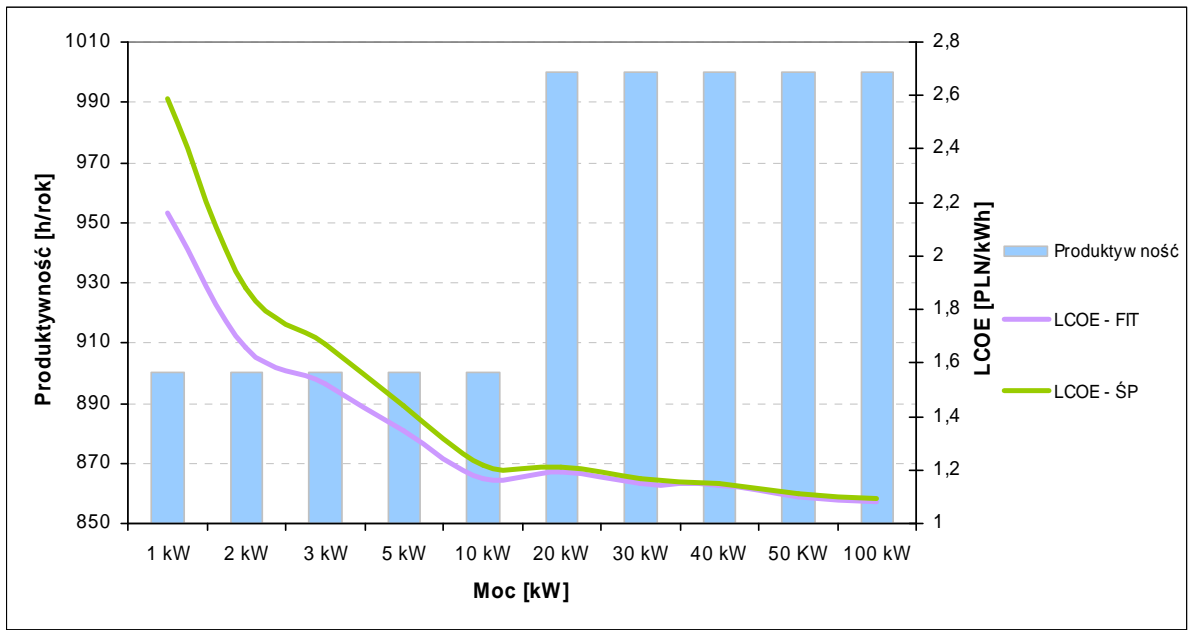
Otrzymane wyniki LCOE w zależności od mocy cechują się dużą rozpiętością. Stąd też nie jest możliwe porównywanie małych instalacji (duże wartości LCOE dla najmniejszych instalacji ale szybki spadek wraz ze wzrostem mocy) z instalacjami większej mocy (stabilne wartości LCOE, niewielki spadek wraz z przyrostem mocy). Wynika to ze struktury kosztów dla poszczególnych technologii. Dokonano więc pogrupowania otrzymanych wyników. Kryterium była obliczona wysokość kosztów energii i dynamika ich zmian w różnych zakresach. W obrębie usystematyzowanych przedziałów mocy elektrowni obliczono metodą LCOE średnią wysokość kosztów, co zaprezentowane zostało w tabeli 4.2.6.

Tabela 4.2.6 - Średnie wartości LCOE

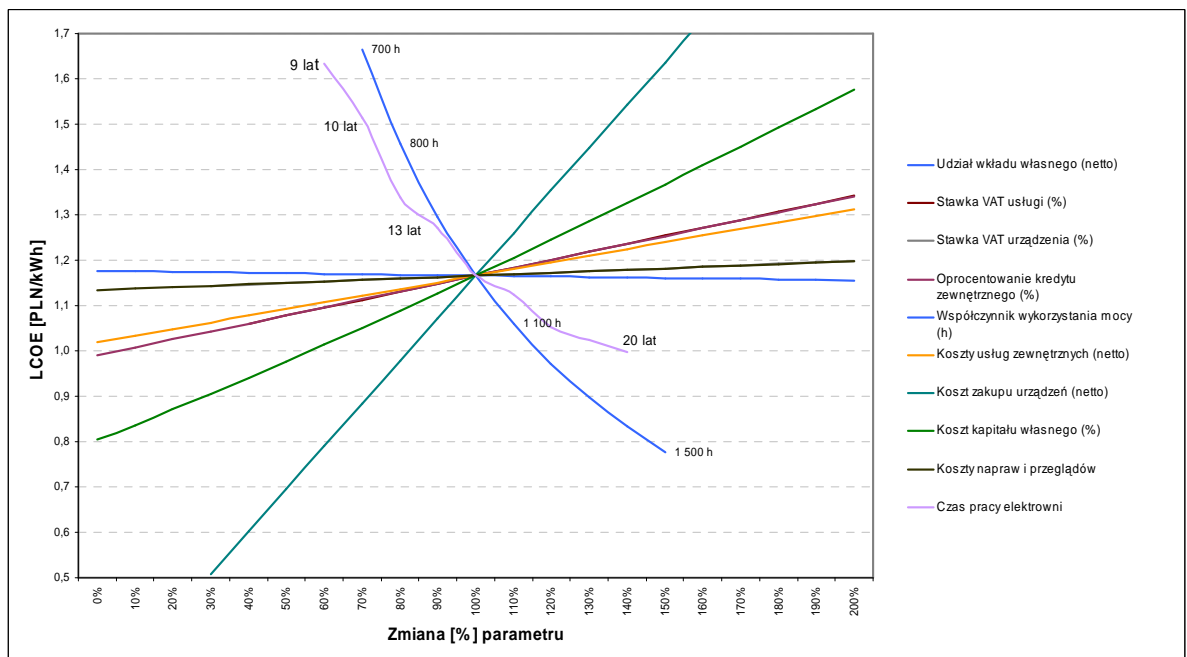
	Moc instalacji	Dynamika zmian	Średni koszt wytworzenia energii elektrycznej [PLN/kWh]
Instalacje montowane na dachu	1 - 5 kW	Duża	1,49
	5 - 20 kW	Średnia	1,19
	20 - 100 kW	Mała	1,09
Instalacje montowane na gruncie	Wszystkie moce w zakresie do 100 kW		1,07

Zmienność parametrów – kosztów liczonych metodą LCOE, zarówno dla systemu Świadectw Pochodzenia (ŚP) jak i projektu FiT można prześledzić na rysunku 4.2.3. Dużą wartość w zakresie małych mocy tłumaczyć można wysokimi jednostkowymi kosztami związanymi z zakupem i instalacją. Drugim czynnikiem, wpływającym jednak w mniejszym stopniu, jest produktywność elektrowni słonecznych. Założono bowiem, że instalacje dużej mocy będą (ze względu na lepszą lokalizację) pracowały z mocą maksymalną przez więcej godzin w ciągu roku.

Wyraźnie wyższe koszty LCOE w obecnym systemie, szczególnie dla elektrowni małych mocy, są wynikiem znacznego udziału kosztów związanych z prowadzeniem działalności gospodarczej oraz kosztami związanymi z handlem energią (sprzedaż Świadectw Pochodzenia na TGE).



Rys. 4.2.3 – Zmiany kosztu wytwarzania energii z elektrowni PV



Rys. 4.2.4 - Wpływ poszczególnych parametrów na LCOE

Dokonano ponadto analizy wrażliwości czyli oceny wpływu poszczególnych składników kosztów na LCOE. Najsilniejszy wpływ ma współczynnik wykorzystania mocy (produktywność). Im dłużej elektrownia PV pracuje w ciągu roku, tym koszt produkcji jednostki energii maleje. Istotne więc znaczenie ma dobry wybór lokalizacji pod kątem nasłonecznienia i stopień niezawodności technicznej instalacji i odbioru energii. Drugim parametrem silnie oddziaływującym na LCOE jest czas życia elektrowni fotowoltaicznej. Można wywnioskować, że trwała i niezawodna konstrukcja oraz wysoka jakość wykonania może w dużym stopniu przyczynić się do obniżenia kosztów produkcji energii. Warto wspomnieć, że kilku producentów paneli fotowoltaicznych gwarantuje poprawne funkcjonowanie przez okres 20 lat czyli więcej niż planowany okres wsparcia.

W znacznym stopniu wpływ na LCOE ma także koszt zakupu urządzeń elektrowni fotowoltaicznej. Zmniejszenie go o 10 % powoduje zmniejszenie kosztów produkcji energii w przybliżeniu o taką samą wartość procentową. Nie tak silnie jak koszt zakupu urządzeń, wpływa koszt usług zewnętrznych (związanych z przygotowaniem inwestycji i montażem). Każde obniżenie kosztów usług o 10 % powoduje obniżenie LCOE o około 7 – 8 %.

W dalszej kolejności najsilniej oddziałującym parametrem jest oprocentowanie kredytu inwestycyjnego. Wysokie oprocentowanie może w znaczny sposób wpłynąć na opłacalność inwestycji. Badano także zależność kosztu produkcji energii od wysokości stawek VAT, co może być w szczególności istotne w przypadku inwestora nie będącego płatnikiem VAT. Mimo iż oddziałują w mniejszym stopniu, to zmniejszenie stawek z 23 % do 8 % (w myśl preferencyjnych stawek na cele mieszkaniowe) zaowocować może pomniejszeniem LCOE o prawie 10 %.

W znikomym stopniu wpływają natomiast na LCOE koszty eksploatacyjne związane z naprawami i przeglądami. Ze względu na praktyczną bezobsługowość elektrowni, roczne koszty z tego tytułu są niskie.

Zmiany poszczególnych parametrów można prześledzić na rysunku 4.2.4. Przedstawiono na nim zbiorcze zestawienie najważniejszych parametrów wpływających na inwestycję.

Podsumowując, średnie koszty wytworzenia energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznej wynoszą od około 1,49 PLN/kW i maleją wraz ze wzrostem mocy zainstalowanej do wartości około 1,07 PLN/kWh. Wyliczone na podstawie tej analizy koszty mogą być podstawą do wyznaczania stawek w ramach taryf gwarantowanych.

4.3 Mikrobiogazownie i małe biogazownie rolnicze

4.3.1 Metodyka, źródła danych oraz przyjęte założenia do modelu ekonomicznego

4.3.1.1 Źródła danych do analizy ekonomicznej

Model ekonomiczny mikrobiogazowni dla polskich warunków ekonomicznych, prawnych i środowiskowych, w szczególności dane kosztowe do modelu, został opracowany m.in. w oparciu o monitoring projektów inwestycyjnych oraz monitoring sprzedaży komponentów do mikrobiogazowni przez polskich producentów i instalatorów, oraz dostawców rozwiązań zagranicznych, prowadzony przez Instytut Energetyki Odnawialnej, obejmujący łącznie ok. 250 firm. Ponadto w analizie rynku bazowano na wcześniejszych pracach wykonanych przez IEO takich jak „Analiza dotycząca wprowadzenia kryteriów i niezbędnych mechanizmów wsparcia dla rozwoju mikrobiogazowni w Polsce”, na zlecenie Ministerstwa Gospodarki z 2011 roku, w

której zebrano i usystematyzowano wiele informacji literaturowych nt. mikrobiogazowni rolniczych w UE, a w szczególności w Niemczech.

Rynek niemiecki, zarówno pod kątem oferty technologicznej dla małych instalacji jak i rozwiązań prawno- proceduralnych, stanowić może wzór do naśladowania dla innych państw UE. Obecnie w Niemczech funkcjonuje ok.1500 małych instalacji (instalacji o mocy do 150 kW_{el}), co stanowi 21% wszystkich eksploatowanych biogazowni rolniczych. Moc zainstalowana wszystkich działających mikroinstalacji wynosiła w 2010 r. 36 MW_{el}. W początkowym okresie rozwoju instalacji biogazowych w Niemczech (do roku 2003) dominowały mikrobiogazownie o mocy do 70 kW_{el}, w latach późniejszych biogazownie większe, oparte na roślinach energetycznych, co było rezultatem obranej odgórnie polityki kształtowania systemu wsparcia. Obecna nowelizacja systemu wsparcia (EEG '2012) ponownie stwarza korzystniejsze warunki dla instalacji mniejszych, o mocy do 75 kW_{el}, stosujących w procesie technologicznym min. 80% nawozów naturalnych we wsadzie.

Doświadczenia innych krajów pokazują, że wysoko oceniany potencjał produkcji biogazu rolniczego w Polsce jest możliwy do wykorzystania, dzięki zaangażowaniu inwestorów w budowę małych instalacji zlokalizowanych przy gospodarstwach rolnych. W szczególności zaś byłoby to możliwe poprzez stworzenie odpowiednich warunków ekonomiczno-prawnych, takich jak odpowiednio wysoki system wsparcia oraz uproszczenie procedur inwestycyjnych dla potencjalnych beneficjentów.

4.3.1.2 Rodzaje urządzeń uwzględnionych w analizie ekonomicznej

Z uwagi na różnorodność rozwiązań technologicznych dla biogazowni rolniczych obecnych na rynku UE niemożliwe jest przeanalizowanie każdego z nich, dlatego do analizy przyjęto takie kryteria doboru, które pozwoliły wyeliminować skrajnie cenowo instalacje, nie funkcjonujące na krajowym rynku, bądź takie, których budowa nie ma ekonomicznego uzasadnienia.

Rynek mikro i małych biogazowni w Polsce znajduje się w początkowej fazie rozwoju, a przyjęcie korzystnych rozwiązań dla tej grupy instalacji w ramach przygotowywanej ustawy o OZE, która proponuje dla takich instalacji system stałych taryf, będzie jednym z pierwszych kroków w kierunku jego rozwoju. Obecny system wsparcia produkcji energii elektrycznej z OZE w Polsce systemem świadectw pochodzenia nie promuje wystarczająco małych instalacji, w wyniku czego zrealizowano zaledwie kilka inwestycji biogazowych o tej skali. Przykładem są dwie działające mikrobiogazownie przy gospodarstwach rolnych w Studzionce i w Wiśle Małej w woj. śląskim, znajdujące się w początkowej fazie eksploatacji oraz inwestycja doświadczalna w Szewni Dolnej w woj. lubelskim, będąca w końcowym etapie realizacji. W przygotowaniu jest też obecnie 176 mikrobiogazowni, które ubiegają się o dofinansowanie z PROW w ramach Działania 3.11. Rozwojem i popularyzacją ww. technologii zainteresowane są obecnie głównie środowiska naukowo - badawcze, samorządy oraz koncerny energetyczne, które podejmują prace nad rozwojem tej technologii i określeniem standardów do wdrożenia jej na szeroką skalę.

Tabela 4.3.1 Zestawienie kryteriów technologicznych wyboru elektrowni do analizy ekonomicznej

Fermentacja	metanowa, mezofilowa
Komponenty krajowe	komora fermentacyjna oraz układ kogeneracyjny
Wykorzystanie energii	kogeneracja

4.3.1.3 Model inwestora dla mikrobiogazowni

Założono że biogazownia będzie zlokalizowana w gospodarstwie rolnym a typowym inwestorem i operatorem biogazowni będzie rolnik (lub osoba fizyczna pozostająca w gospodarstwie rolnym), nie prowadzący innej zarejestrowanej działalności gospodarczej. Osoba taka (poza podatkiem rolnym) może być opodatkowana ryczałtem i nie ma prawa do zwrotu podatku VAT na zakup urządzeń i usług na etapie realizacji inwestycji. Jednak dla pewnej grupy nieco większych inwestycji ($>20 \text{ kW}_{el}$) w ramach systemu wsparcia taryfami FiT (do 200 kW_{el}), ich właściciele prawdopodobnie będą przekraczać limit uprawniający do zwolnienia z opodatkowania podatkiem VAT (150 000 zł) i będą musieli zostać opodatkowani. Odzwierciedlone to zostało w modelu ekonomicznym LCOE. Pozostałe założenia podatkowe są identyczne, jak dla wszystkich innych technologii OZE opisanych ogólnie w rozdziale 3.2.

4.3.1.4 Struktura nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacyjnych

Strukturę kosztów inwestycji mikrobiogazowni podzielono na następujące etapy:

- **Etap I – przygotowanie inwestycji**

Polega na uzyskaniu niezbędnych dokumentów i pozwoleń, umożliwiających, zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa budowlanego i energetycznego, rozpoczęcie budowy biogazowni. W tym etapie uwzględniono łączny koszt opracowania dokumentacji projektowej oraz uzgodnień proceduralnych, wliczony jest tu też ekwiwalent wkładu pracy własnej inwestora, potrzebny na uzyskanie odpowiednich uzgodnień i pozwoleń. Założono, że dla najmniejszych instalacji $< 30 \text{ kW}_{el}$ instalacje będą miały charakter kompaktowy i dokumentacja projektowa nie będzie wymagana. Założono, że dla małych instalacji biogazowych do 200 kW_{el} koszt dokumentacji będzie stały i wyniesie ok. 15 000 zł³⁶. Z kategorii dokumentacji projektowej wyłączono uzyskanie warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, które zgodnie z projektem ustawy o OZE, w nowym systemie, nie będzie wymagane (wystarczy zgłoszenie) gdy moc planowanego OZE jest niższa niż dotychczasowe warunki przyłączenia (np. w przypadku większego gospodarstwa rolnego typowa moc przyłączeniowa może wynosić 50 kW_{el} i więcej).

- **Etap II – zakup urządzeń i materiałów oraz ich montaż**

W tej części analizy uwzględniono wszystkie koszty związane z zakupem urządzeń potrzebnych do budowy mikrobiogazowni oraz ze zleceniem budowy instalacji zewnętrznej firmie instalatorskiej. Założono także konieczność przeprowadzenia rozruchu instalacji.

- **Etap III – eksploatacja elektrowni**

Ostatni etap dotyczy eksploatacji biogazowni w okresie obejmującym 15 lat zgodnie z propozycją ustawy OZE. W tej części zestawiono koszty obsługi biogazowni, przeglądów i serwisu oraz kwestie podatkowe i ubezpieczeniowe. Również na tym etapie uwzględniono koszty pracy własnej właściciela instalacji związane z czynnościami serwisowymi (np. wymiana oleju w agregacie kogeneracyjnym) oraz administracyjnymi dotyczącymi rozliczenia się producenta energii z operatorem sieci dystrybucyjnej oraz fiskusem.

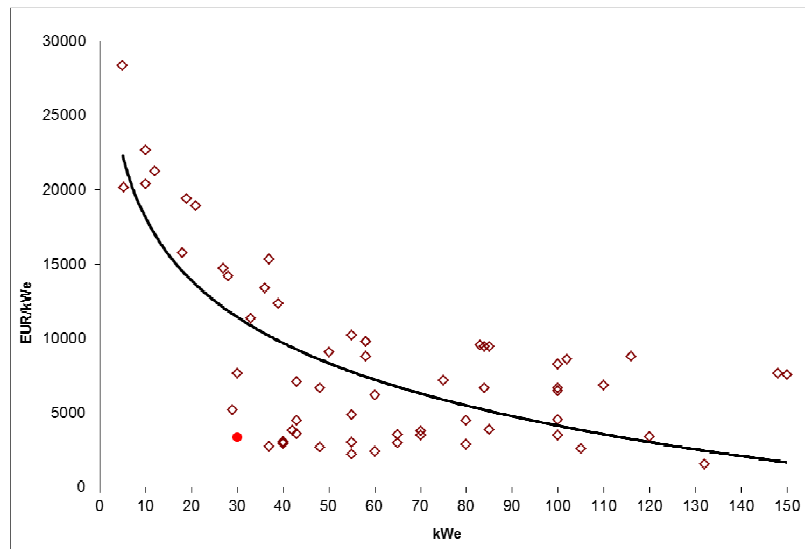
W tabeli 4.3.2 zestawiono wszystkie koszty występujące w poszczególnych etapach.

Tabela 4.3.2. Struktura nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacyjnych

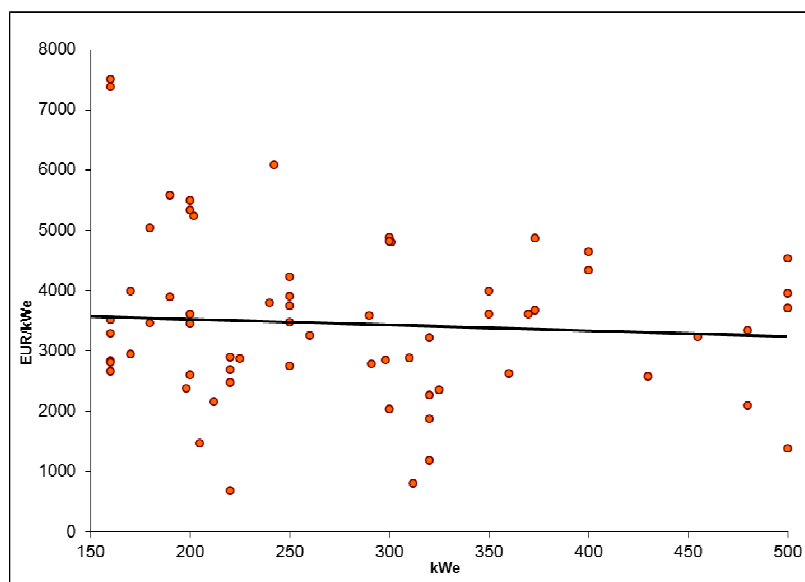
Nakłady inwestycyjne (CAPEX)	
Etap I - Przygotowanie inwestycji	
a) Przygotowanie inwestycji	<ul style="list-style-type: none"> • Dokumentacja projektowa • Warunki przyłączenia do sieci elektroenergetycznej
Etap II - Zakup urządzeń i materiałów	
a) Zakup urządzeń i materiałów	<ul style="list-style-type: none"> • Agregat CHP • Komora fermentacyjna • Inne (wyposażenie, instalacje, silosy i zbiorniki na substraty, zbiornik biogazu, mieszadła, pompy, sterowanie, monitoring) • Przyłącze energetyczne
b) Montaż	<ul style="list-style-type: none"> • Roboty ziemne i budowlane - zbiorniki, budynki • Rozruch
Etap III - Koszty eksploatacyjne (OPEX)	
a) Utrzymanie ruchu, serwis i obsługa instalacji	<ul style="list-style-type: none"> • Koszt zakupu i przechowywania substratów (proporcja substratów: gnojowica 80%, kiszonka kukurydzy 20%) • Wymiana oleju • Naprawy, zakup części
b) Podatki i ubezpieczenia	<ul style="list-style-type: none"> • Podatek od nieruchomości • Podatek dochodowy • Ubezpieczenie instalacji (od odpowiedzialności cywilnej / mienia - od wszystkich ryzyk) • Praca własna (nadzór, obsługa i serwis urządzeń, kontraktacja substratów, załadunek, wymiana oleju)
c) Administracja i obsługa finansowa	<ul style="list-style-type: none"> • Składki ZUS • Księgowość • Obrót Świadectwami Pochodzenia na TGE • Odczyty z licznika energii

Na potrzeby niniejszego opracowania dokonano analizy danych literaturowych i statystycznych dotyczących nakładów inwestycyjnych biogazowni rolniczych o mocy do 250 kW_{el}, w szczególności koncentrując się na rynku niemieckim, wyrażonych w kosztach jednostkowych (Euro/kW_{el}). Ich wysokość, zwłaszcza dla instalacji o elektrycznej mocy zainstalowanej do 150 kW_{el}, wykazuje silną zależność od wielkości biogazowni i maleje logarytmicznie wraz ze wzrostem mocy zainstalowanej, co ilustruje rys 4.3.1. Znaczny wzrost wysokości jednostkowych nakładów inwestycyjnych, widoczny zwłaszcza dla najmniejszych instalacji < 30 kW_{el} stawia pod znakiem zapytania celowość realizacji i rozpowszechnienia oferty technologicznej tych inwestycji na obecnym etapie rozwoju. Z kolei dla instalacji o mocy 100-250 kW_{el} krzywa jednostkowych nakładów inwestycyjnych znacznie się spłaszcza i upodabnia do zależności liniowej (rys. 4.3.1). Według danych z rynku niemieckiego jednostkowe nakłady inwestycyjne dla mikroinstalacji biogazowej o mocy 75 kW_{el} stosującej, zgodnie z wytycznymi EEG '2012, 80% nawozów naturalnych we wsadzie, wynoszą ok. 5 000 eur/kW_{el}³¹.

³¹<http://www.biomasse-nutzung.de/kauf-einer-mini-biogasanlage-kaufen-planung/>



Rys. 4.3.1 Zależność jednostkowych nakładów inwestycyjnych od wielkości biogazowni o mocy do 150 kW_{el}^{32,33,34,35}.



Rys. 4.3.2 Zależność jednostkowych nakładów inwestycyjnych od wielkości biogazowni o mocy do 150-500 kW_{el}^{32,33,34,35}.

Największa niepewność oceny nakładów inwestycyjnych występuje w zakresie najmniejszych mocy, w przypadku tzw. instalacji kontenerowych czy kompaktowych nie stosowanych jeszcze na rynku polskim. Według wstępnych szacunków prof. Popczyka koszt mikrobiogazowni rolniczych dla instalacji o charakterze kompaktowym o mocy 7-11 kW_{el} może wynosić ok.

³² Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft, Institut für Technologie und Biosystemtechnik, Abteilung Technologie. 2005. *Biogaz w liczbach – wyniki*. Berlin: Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz.

³³ Heinrich, J. 2010. *Biogaz w liczbach – druga edycja. Porównanie 61 instalacji biogazowych*. Berlin: Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz.

³⁴ Tricase, C. Lombardi, M. 2009. *State of the art and prospects of Italian biogas production from animal sewage: Technical-economic considerations*. Renewable Energy. 34, ss 477–485.

³⁵ Svensson, L. M. Christensson, K. Björnsson, L. 2006. *Produkcja biogazu z resztek pouprawnych w biogazowniach rolniczych w Szwecji. Wybór surowców i sposobu utylizacji najlepszych do zoptymalizowania płynności finansowej*. Bioprocess Biosyst Eng. 29, ss 137–142.

30 000 zł/kW_{el}. nakłady inwestycyjne dla mikrobiogazowni o mocy rzędu 10 kW wynosić mogą zatem ok. 300 000 zł. Największy udział w nakładach – powyżej 50% stanowi koszt zakupu komory fermentacyjnej oraz układu kogeneracyjnego – powyżej 15%. Przybliżona struktura nakładów dla tej instalacji przedstawiona jest w tabeli 4.3.2.

Tabela 4.3.2 Zestawienie nakładów inwestycyjnych dla mikrobiogazowni o mocy 10 kW_{el}³⁶

Mikrobiogazownia 10 kW_{el}	[zł]	Udział w nakładach [%]
Dokumentacja techniczno - projektowa, nadzór	10 000	3,4%
Komora fermentacyjna	150 000	50,3%
Zbiornik gazu	3 000	1,0%
Automatyka i sterowanie	20 000	6,7%
Układ kogeneracyjny	50 000	16,8%
Przyłącze energetyczne	15 000	5,0%
Wykonanie instalacji, przygotowanie terenu	20000	6,7%
Rozruch, szkolenie obsługi	15 000	5,0%
Adaptacja istniejącego zbiornika na gnojowice na zbiornik masy pofermentacyjnej	5000	1,7%
Robocizna	10 000	3,4%
Razem	298 000	100,0%

Choć nie ma jeszcze szerszych doświadczeń z rozwojem rynku mikrobiogazowni to należy oczekiwać znacznego spadku kosztów wraz ze wzrostem ilości powtarzalnych inwestycji. Jest też możliwa, choć stosunkowo trudna, optymalizacja kosztów w przypadku pojedynczych inwestycji. Przykładem ograniczenia wysokości nakładów inwestycyjnych przez zastosowanie rodzimych lub używanych komponentów może być realizacja jednej z pierwszych polskich mikrobiogazowni, zlokalizowanej w Studzionce. Całkowite nakłady inwestycyjne na budowę tej instalacji o mocy 30 kW_{el} wyniosły ok. 400 tys. zł. Wartość ta wydaje się o wiele zaniżona ze względu na wykorzystanie używanych urządzeń, po uprzedniej ich regeneracji (np. układ kogeneracyjny lub cysterny kolejowe wykorzystane jako zbiorniki).

Przedział kosztów w zakresie zakupu i logistyki dostaw substratów jest bardzo szeroki. Koszt produkcji własnej kiszonki mieści się w granicach 100–120 PLN/t, bez uwzględnienia kosztu przechowywania, natomiast koszt kontraktacji zewnętrznej to obecnie > 130 PLN/t. Koszt produkcji gnojowicy jest z kolei szacowany poprzez wartość rynkową nawozów naturalnych na poziomie 0–25 PLN/t.

Do celów analiz założono stałą strukturę wsadu mikrobiogazowni wynikającą z trendu dominującego na rynku inwestycji biogazowych na poziomie 80% gnojowicy świńskiej oraz 20% kiszonki kukurydzy. Koszt pozyskania kiszonki kukurydzy należy ocenić na 100 zł/t zwiększony o 20% z tytułu kosztów przechowywania kiszonki w rękawie, natomiast gnojowica będzie pozyskiwana bezkosztowo. W bardziej szczegółowych analizach dla konkretnych inwestycji należy założyć także koszt transportu substratów z miejsca wytwarzania odpadów lub produkcji roślin do biogazowni – zwykle od kilku do kilkudziesięciu kilometrów. W przypadku małych instalacji objętych niniejszą analizą uznano, że odległość oraz związany z tym koszt transportu jest pomijalny.

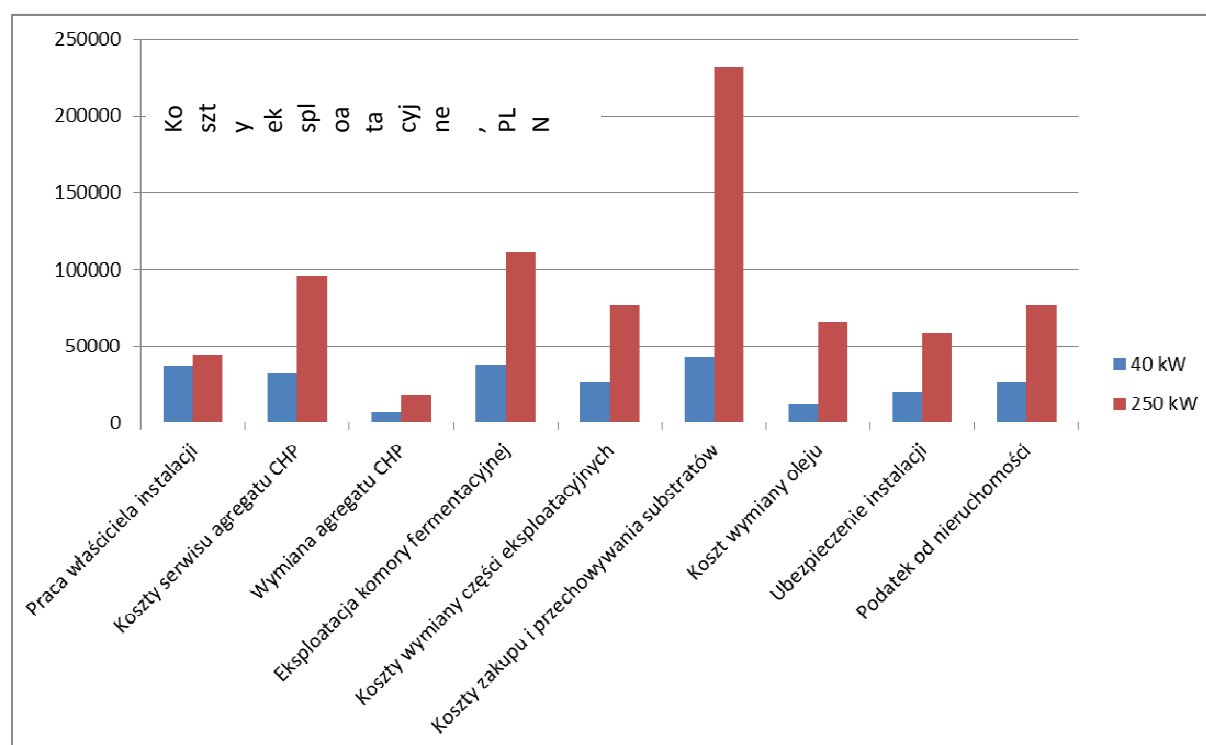
³⁶Popczyk J., Andrzej Jurkiewicz. 2011. *Zastosowanie mikrobiogazowni KMR w małych i średnich gospodarstwach rolnych – przejawem proekologicznych działań na rzecz ochrony środowiska*. Gliwice <http://www.egie.pl/sites/default/files/ZASTOSOWANIE%20MIKROBIOGAZOWNI%20%20KMR%20%20Jan%20Popczyk.%20Andrzej%20Jurkiewicz.pdf>

Wydajność instalacji przedstawiono poprzez czas pracy instalacji w ciągu roku. Według danych literaturowych sprawność produkcji energii w biogazowni wynosi ok. 80%, a optymalny czas pracy instalacji w ciągu roku wynosi 7 000-8 000 godzin. Do analizy przyjęto wyjściowy czas pracy efektywnej dla wszystkich analizowanych wielkości biogazowni przez 8 000 h w ciągu roku, jednak należy mieć świadomość, że z różnych przyczyn technologicznych i serwisowych może on ulec obniżeniu³⁷.

4.3.2 Wyniki analiz ekonomicznych

Dla biogazowni o mocy w przedziale 30- 250 kW_{el}, działającej w nowym systemie, nakłady inwestycyjne zawierają się w granicach od 48,7 tys. zł na 1 kW_{el} dla 30 kW_{el} oraz 14,8 tys zł/kW_{el} dla 250 kW_{el}, a dominującą rolę odgrywają w nich koszty zakupu materiałów i urządzeń w tym w szczególności: komora fermentacyjna i agregat kogeneracyjny oraz inne zbiorniki i wyposażenie.

Natomiast koszty eksploatacyjne dla tego zakresu instalacji mieszczą się w przedziale od 0,2 -0,8 mln zł/rok, a dominującą rolę odgrywa w nich koszt zakupu i przechowywania substratów – patrz rys. 4.3.3.



Rys. 4.3.3 Struktura kosztów eksploatacyjnych (w PLN) dla mikrobiogazowni o mocy 40 i 250 kW_{el}.

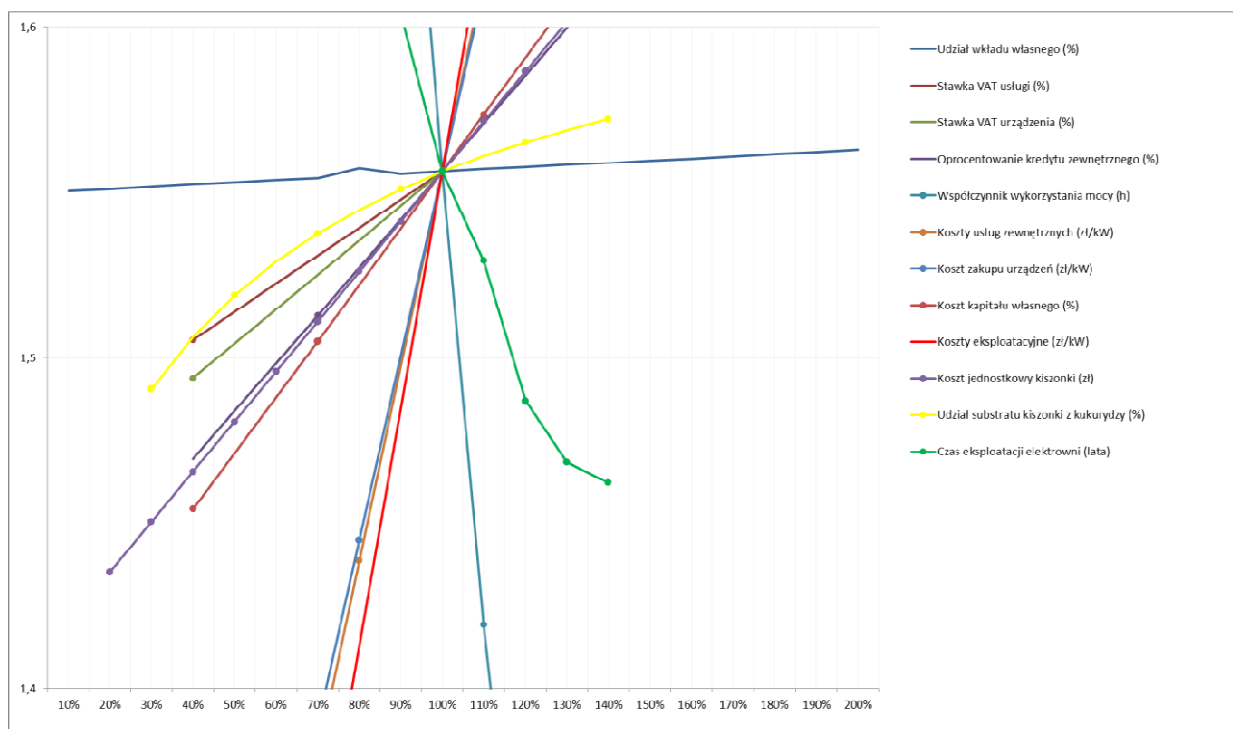
4.3.3 Ocena wyników obliczeń kosztów energii i analiz wrażliwości

Analiza wrażliwości przeprowadzona dla instalacji o mocy 40 oraz 250 kW_{el}, działających w proponowanym w projekcie ustawy o OZE nowym systemie wsparcia wykazała, że największy

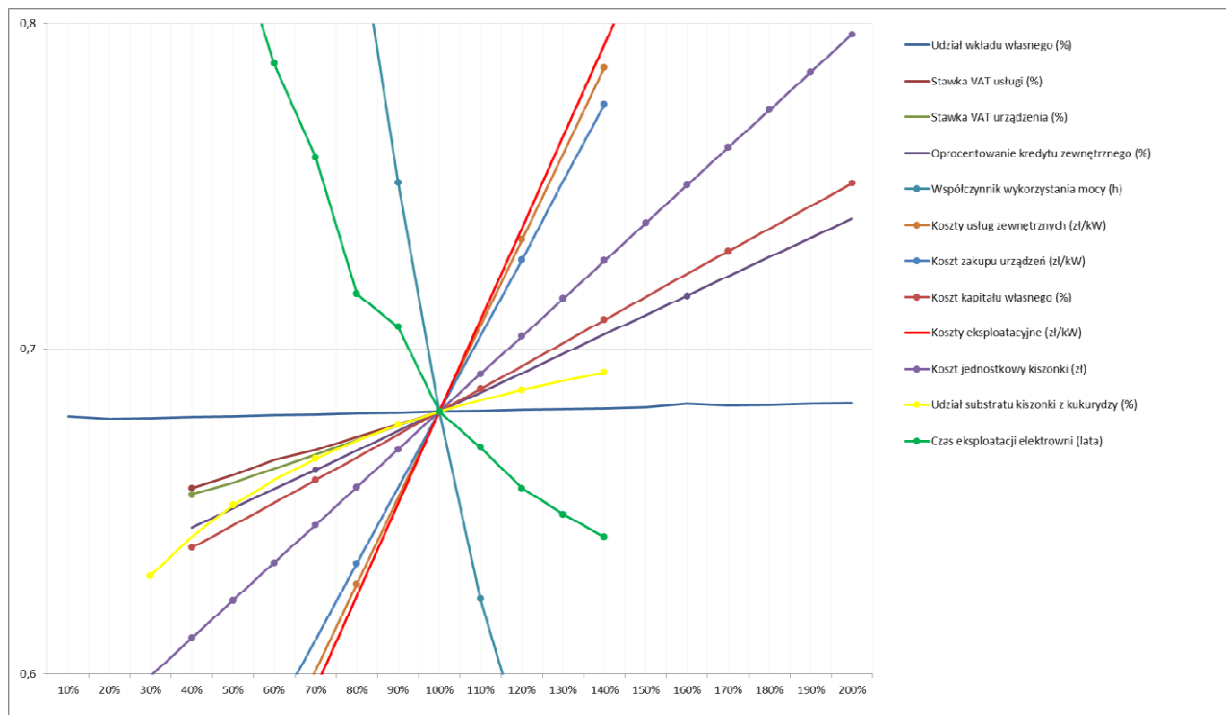
³⁷LeifdatenBiogas. 2010. *Von der Gewinnung zu Nutzung, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe. V.* (FNR), Guelzow 2010.

wpływ na wzrost wysokości kosztu wyprodukowanej energii, wyrażonego wartością LCOE wykazuje spadek długości efektywnego czasu pracy instalacji w ciągu roku. Założono zmienność tego parametru w zakresie 5 500-8 000h w ciągu roku, na co mają wpływ przede wszystkim przestoje spowodowane awariami i optymalizacja prowadzenia procesu fermentacji. Zarówno wydajność mikrobiogazowni wyrażona przez współczynnik wykorzystania mocy, jak i całkowity czas eksploatacji elektrowni istotnie wpływa na ostateczny koszt produkcji energii. Cena energii jest ponadto najbardziej zależna - wprost proporcjonalnie od następujących kosztów: eksploatacyjnych, usług zewnętrznych, zakupu urządzeń, oraz kosztu jednostkowego zakupu kiszonki kukurydzy, przy czym dla instalacji o większej mocy zależność kosztu energii od ceny substratów jest silniejsza. Na koszt produkcji energii nieco łagodniej wpływają również: oprocentowanie kredytu zewnętrznego, stawka VAT na usługi i urządzenia oraz udział procentowy kiszonki kukurydzy we wsadzie, przy czym zależność ta jest silniejsza dla mniejszych instalacji. Zmiana wartości podatku VAT na usługi wpływa na koszt energii tym bardziej, im większa jest moc zainstalowana instalacji. Natomiast nieco mniejszą wrażliwość koszt energii wykazuje na zmianę udziału wkładu własnego inwestora.

Analiza wrażliwości wskazuje zasadniczo różne koszty referencyjne LCOE i różne przebiegi krzywych dla mikrobiogazowni (rzędu 40 kW) – rys. 5.3.4 i małych biogazowni (z górnego zakresu mocy-200-250 kW) rys. 5.3.5.



Rys. 4.3.4 Przykładowa analiza wrażliwości – wysokości kosztu energii LCOE [zł/kWh] projektu inwestycyjnego mikrobiogazowni o mocy zainstalowanej 40 kW_{e1} na wybrane parametry ekonomiczne.



Rys 4.3.5 Przykładowa analiza wrażliwości – wysokości kosztu energii LCOE [zł/kWh] projektu inwestycyjnego mikrobiogazowni o mocy zainstalowanej 250 kW_e na wybrane parametry ekonomiczne

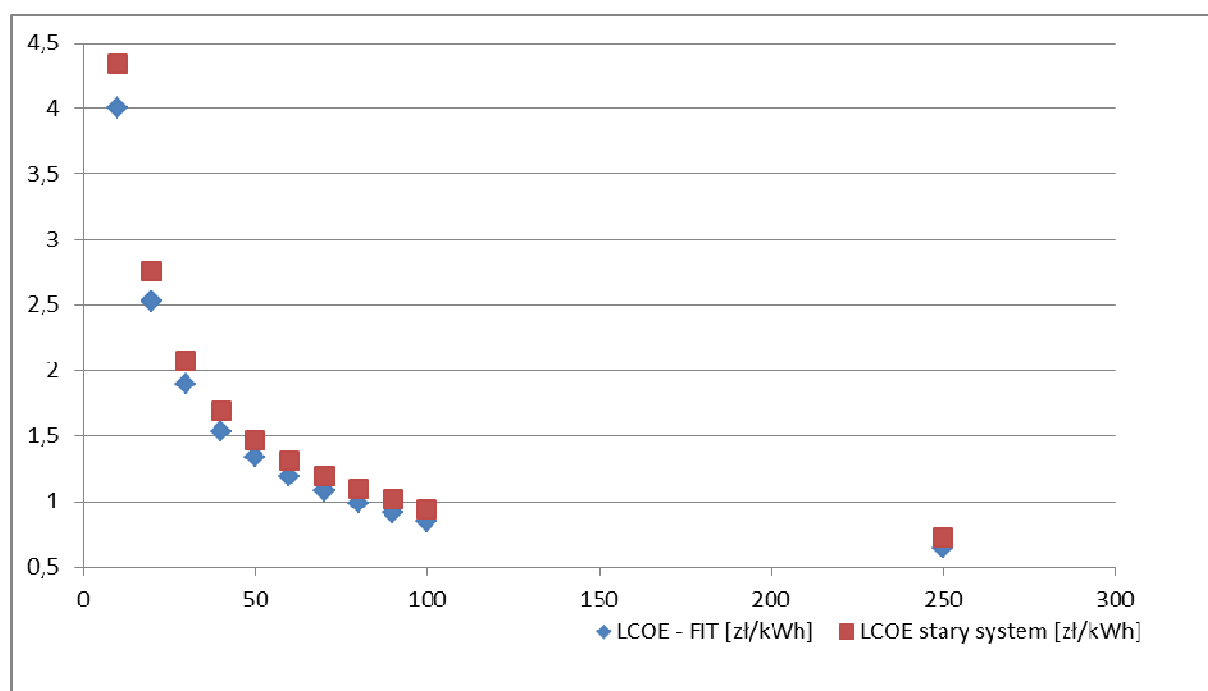
Przedmiotem analizy było oszacowanie kosztu wyprodukowania energii w nowym (FiT) i (w celach porównawczych) starym (ŚP) systemie wsparcia. Różnica wynika głównie ze znacznie prostszych procedur administracyjnych i mniejszych nakładów pracy własnej inwestora w warunkach proponowanych w nowym projekcie ustawy o OZE. Uzyskany koszt energii w nowym i obowiązującym systemie dla instalacji poszczególnych mocy pokazuje – tabela 4.3.4, że najmniejsze instalacje 10-12 30 kW_{el} zdecydowanie zyskują na wprowadzeniu, proponowanych w projekcie ustawy o OZE, uproszczeń w postaci braku konieczności zakładania działalności gospodarczej, co prowadzi do ograniczenia kosztu produkcji energii do poziomu odpowiadającego instalacji o mocy ok. 30 kW_{el}, działającej w starym systemie.

Z przeprowadzonych analiz wynika, że instalacje do 100 kW_{el} pod względem organizacyjnym i finansowym mają charakter mikroinstalacji działających przy średniej wielkości gospodarstwach rolnych. Dochód uzyskany z tych instalacji nie przekracza bowiem 150 000 EUR, co umożliwia ich właścicielom rozliczanie podatku dochodowego w formie ryczałtu podatkowego. Natomiast dla instalacji o mocy zainstalowanej większej od 100 kW_{el}, wzrost produkcji energii skutkuje przekroczeniem ww. granicy dochodu i koniecznością rozliczania według podatku liniowego w wysokości 19%, co ma istotne znaczenie dla kosztu wyprodukowanej energii.

Tabela. 4.3.4 Zestawienie wysokości obliczonych kosztów LCOE (taryf FiT) w nowym i starym systemie w zależności od mocy układu

Moc układu [kW _{el}]		Sposób rozliczenia podatku dochodowego	Nakłady [tys. zł] - FIT	Nakłady [tys. zł] - stary system	Koszty eksploatacyjne [tys. zł] rok 0- FIT	koszty eksploatacyjne rok 0 [tys. zł] - stary system	dochód rok 0 - fit [tys. zł]	LCOE [zł/kWh] - FIT	LCOE [zł/kWh] - stary system ŚP	Wartość LCOE - FIT [zł/kWh] 8000 rbh
250	8000	Liniowy	4704	4735	787	1171	1066	0,64	0,73	0,64
100	8000	Liniowy	2490	2505	407	585	561	0,84	0,94	0,84
90	8000	Ryczałt	2365	2380	384	548	636	0,91	1,02	0,91
80	7800	Ryczałt	2236	2248	358	509	596	0,99	1,10	0,96
70	7600	Ryczałt	2095	2107	333	468	555	1,08	1,19	1,03
60	7400	Ryczałt	1944	1955	305	427	512	1,19	1,32	1,11
50	7200	Ryczałt	1779	1789	277	383	466	1,34	1,47	1,21
40	7000	Ryczałt	1605	1606	247	338	417	1,54	1,69	1,35
30	6500	Ryczałt	1396	1396	210	284	358	1,89	2,07	1,56
20	6000	Ryczałt	1147	1147	172	229	294	2,53	2,76	1,93
10	5500	Ryczałt	820	820	126	163	213	4,01	4,34	2,79

Na rysunku 4.3.6 przedstawiono zależność wartości LCOE od mocy zainstalowanej mikrobiogazowni, dla nowego i starego systemu. Skokowe zwiększenie wartości energii dla instalacji o mocy powyżej 150 kW_{el} wynika z konieczności zmiany sposobu rozliczania podatku dochodowego z ryczału na podatek liniowy.



Rys. 4.3.6 Zależność wartości LCOE od mocy zainstalowanej mikrobiogazowni.

Uzyskane wyniki wartości LCOE przemawiają za ustaleniem trzech przedziałów mocy mikrobiogazowni:

- 100-250 kW_{el}.
- 50-100 kW_{el}
- 40-50 kW_{el}

Koszt energii, z uwagi na wysokie nakłady jednostkowe i małe rozpowszechnienie technologii, pozwalający na zachowanie opłacalności inwestycji dla mniejszych instalacji niż 10 kW_{el} dochodziłby do ok. 4 zł/kWh. Inwestycje takie nie wydają się obecnie realne, a technologie w tym zakresie mocy wymagają dalszych badań, demonstracji i spadku kosztów z wykorzystaniem innych instrumentów wsparcia niż FiT. Natomiast, z uwagi na dostosowanie systemu do potrzeb i możliwości średniej wielkości gospodarstw w polskim rolnictwie, należy rozważyć wprowadzenie dodatkowej taryfy obejmującej zwłaszcza instalacje o mocach poniżej 50 kW_{el}, w praktyce: **30-50 kW_{el}**, gdzie początkowe koszty nie są już tak duże i gdzie jest realny rynek odbiorców. Należy również uwzględnić dotychczasowe doświadczenia mikrobiogazowni, których przedział mocy wynosił poniżej 50 kW_{el}, głównie ze względu na uproszczone procedury i możliwości przyłączeniowe do sieci niskiego napięcia.

Na podstawie przeprowadzonych analiz można określić uśrednione koszty energii dla 3 progów mocy – tabela 4.3.5 Ostatnia kolumna zawiera skorygowany koszt energii, przy uwzględnieniu, że mikrobiogazownia dodatkowo produkować będzie ciepło. Uwzględnienie zużycia wyprodukowanego ciepła lokalnie (na potrzeby producenta energii z OZE) nawet w 40%, wpłynie w niewielkim stopniu na zmianę LCOE. Niewielki wpływ uwzględnienia kosztów ciepła na koszt energii elektrycznej wynika z faktu, że dzięki ciepłu odzyskanemu z biogazowni można zaoszczędzić tylko na kosztach paliwa (w celach obliczeniowych przyjęto olej opałowy), a nie na kosztach amortyzacji (zasadnicze źródło ciepła nadal jest potrzebne) oraz ze stosunkowo niskiego (w stosunku do kosztu energii elektrycznej z OZE i taryfy FiT) kosztu ciepła.

Tabela 4.3.5 Średnie koszty energii z mikrobiogazowni obliczone metodą LCOE

Zakres mocy	Kryterium	Średni koszt energii	Skorygowany koszt energii
30-50 kW _{el}	Ułatwienia w przyłączeniu do sieci nn	1,620 zł/kWh	1,584 zł/kWh
50-100 kW _{el}		1,120 zł/kWh	1,084 zł/kWh
100-250 kW _{el}		0,740 zł/kWh	0,704 zł/kWh

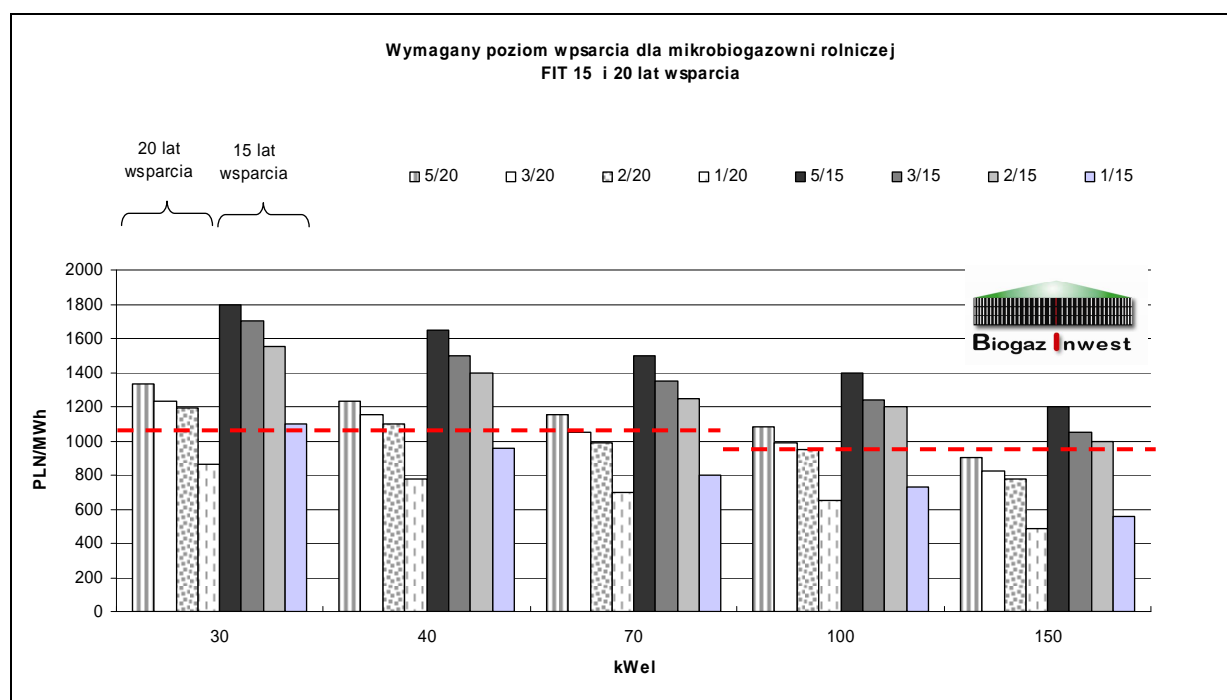
Dla porównania wysokość stałej taryfy, uzyskanej przez mikrobiogazownie w Niemczech wyliczona według ustawy EEG '012 wynosi ok. 1,08 zł/kWh dla instalacji 40 kW_{el}, 0,89 zł/kWh dla biogazowni 90 kW_{el} oraz 0,80 zł/kWh dla instalacji o mocy 190 kW_{el}³⁸. Warto pamiętać, że inwestycja w Polsce ma być objęta 15-sto letnim okresem wsparcia, natomiast w Niemczech jest to o 5 lat dłużej (metoda LCOE daje nieco niższe koszty energii przy dłuższym okresie eksploatacji/żywności, a ten zależy od jakości serwisu i obsługi dostosowanego także do okresu wsparcia).

Dla porównania przedstawiono również dodatkowe wariantowe analizy ekonomiczne przeprowadzone przez Instytut Energetyki Odnawialnej. Ich wyniki wykazały, że warunki zapewniające opłacalność budowy mikrobiogazowni rolniczych, przy założeniu obowiązywania w Polsce wsparcia na poziomie porównywalnym z EEG '2012 (25 c€/kWh tj. 1080 PLN/MWh), istniałyby dla instalacji o mocy od 40 kW_{el} stosujących we wsadzie wyłącznie nawozy naturalne, podczas gdy w Niemczech tak wysokie wsparcie otrzymują inwestycje wykorzystujące w 85% nawozy naturalne. Inna jest również struktura gospodarstw w Niemczech – więcej jest gospodarstw produkujących tak duże ilości gnojowicy.

Wariantowa analiza przy pomocy metody dyskontowej oceny efektywności ekonomicznej mikrobiogazowni (program BiogazInwest'2012) wykazała zbliżone wyniki kosztów energii. Zawierała ona również analizę wariantową różnej proporcji substratów wykorzystywanych jako

³⁸http://www.bmu.de/files/english/pdf/application/pdf/eeg_2012_en_bf.pdf

wsad do mikrobiogazowni - czym większy udział drogich substratów (>20% kiszonki kukurydzy) tym wymagany poziom wsparcia był wyższy. Metoda wykorzystywana w programie BiogazInwest jest metodą która uwzględnia także przychody i obowiązujący system wsparcia (metoda LCOE uwzględnia tylko koszty), co zwiększa ryzyko ocen, ale daje większe możliwości wariantowania wyników. Analiza wrażliwości metodą BiogazInwest wykazała, że wymagany poziom wsparcia jest tym wyższy im krótszy jest okres wsparcia (LCOE nie wykazuje wrażliwości na okres wsparcia). Wadą metody było to, iż nie uwzględniała ona różnych modeli rozliczeń podatkowych, w zależności od mocy instalacji, możliwe również, że wyniki byłyby niższe dla IRR na poziomie 12% a nie 16% (wyższych od założonego w niniejszej pracy WACC).



----- obowiązujący system wsparcia w Niemczech (EEG 2012).

Rys 4.3.7 Wymagany poziom stałej ceny w zależności od wielkości mikrobiogazowni dla różnych proporcji i cen substratów oraz 2 okresów wsparcia przy których IRR=16%, 5/15 – 5 biogazownia/15 lat wsparcia.

4.4. Kogeneracja na biopaliwa płynne - biopłyny

4.4.1. Założenia przyjęte do analiz oraz metodyka

Projekt ustawy o odnawialnych źródłach energii Ministerstwa Gospodarki (wersja z 26 lipca 2012 roku) wprowadza pojęcie i definicję **biopłynów** jako paliw ciekłych w rozumieniu przepisów ustawy Prawo energetyczne, wytworzonych wyłącznie z biomasy, wykorzystywanej w celach energetycznych innych, niż w transporcie, w tym do wytwarzania energii elektrycznej, ciepła lub chłodu. Dotychczas paliwa ciekłe z biomasy były wykorzystywane w transporcie (jako biodiesel i bioetanol oraz, w znacznie mniejszej skali lokalnej – oleje roślinne). Do produkcji energii elektrycznej i ciepła wykorzystywane były biopaliwa stałe (pelety, brykiety, zrębki drzewne). Dostępne na rynku technologie wytwarzania energii elektrycznej z biopaliw stałych nie pozwalają na rozwój rynku, w rozumieniu także obecnego projektu ustawy o OZE, zarówno mikrokogeneracji (do 40 kW_e) i małej kogeneracji (do 200 kW_e). Tego typu instalacje budowane są w UE jako prototypy (zazwyczaj jako systemy ORC), ale nie są standardowo wspierane stałymi taryfami typu FiT. Zapowiadane w projekcie ustawy wprowadzenie definicji biopłynów

oraz ew. objęcie także systemów kogeneracyjnych na biopłyny systemem taryf FiT (na mikroinstalacje i małe instalacje) otworzyć może rynek na te urządzenia w Polsce. Mikrokogeneracja i mała kogeneracja na biopłyny jest wspierana systemem FIT m.in. w Wielkiej Brytanii i w Niemczech. Wobec braku większych doświadczeń krajowych, zasadniczym źródłem danych wejściowych do modelu ekonomicznego LCOE są zatem dane zagraniczne.

Stosunkowo najwyższy potencjał rozwoju w zakresie kogeneracyjnych technologii biomasowych małej skali posiadają nowoczesne systemy oparte na wykorzystaniu spalania biopaliw płynnych (biodiesel, oleje roślinne – w tym gł. olej rzepakowy) z zastosowaniem silników wewnętrznego spalania typu Diesla, Otto, Stirling, a także układów ORC. Rozwiązania te posiadają już znaczący udział w rynku niemieckimi zgodnie z ustawą EEG '2012 są objęte wsparciem stałymi taryfami płatnymi przez 20 lat od oddania do użytku instalacji w wysokości 14,3 ct Eur/kWh ze współczynnikiem regresji 2% w skali roku³⁹. Urządzenia oparte na wykorzystaniu biopaliw płynnych posiadają wg danych GUS ok. 6,65% udział w zużyciu paliw transportowych w Polsce⁴⁰. Oczekuje się, że w najbliższych 15 latach konkurencyjna cena oleju rzepakowego będzie w znaczący sposób wpływała na wzrost opłacalności przedsięwzięć związanych z energetycznym wykorzystaniem biopaliw w stacjonarnych systemach kogeneracyjnych.

Wobec niedostatecznego rozpowszechnienia agregatów mikrokogeneracyjnych na biopaliwa płynne na polskim rynku, do przeprowadzenia analiz zaczerpnięto dane z opracowań oraz ofert dostawców technologii i producentów urządzeń na rynku niemieckim. Spośród oferty niemieckich producentów wybrano kilkadziesiąt urządzeń o elektrycznej mocy zainstalowanej z zakresu 5-340 kW_{el}, do których należały m.in. wyroby takich dostawców jak: KW Energie Technik, Energiesparende Systeme, WürzEnergy GmbH, ERRSA, SenerTec GmbH⁴¹. Do obliczeń dla instalacji o większej mocy zastosowano założenie, że wykorzystują one układy oparte na kilku urządzeniach o mniejszej mocy.

Przyjęto, że każdy z agregatów będzie wyposażony w:

- kogeneracyjny agregat prądotwórczy,
- kocioł odzyskowy pozwalający wykorzystać ciepło z wyprowadzanych spalin,
- wymienniki pozwalające odzyskać ciepło z układów chłodzenia,
- niezbędne instalacje pomocnicze (zbiorniki paliwa, chłodnice oleju i powietrza do spalania i wentylacji, układy odprowadzania spalin i wody gorącej do sieci miejskiej, instalacje elektryczne, układy zasilania urządzeń pomocniczych i wyprowadzenia produkowanej energii elektrycznej, automatyki i pomiarów, w tym pomiarów emisji spalin).

Średni czas pracy w ciągu roku małych agregatów na biopaliwa, na potrzeby indywidualne gospodarstw domowych jest często ograniczony możliwością wykorzystania ciepła (potrzeby grzewcze) i mieści się zwykle w granicach 1 500 – 2 000 h, natomiast próg rentowności eksploatacji tych urządzeń stanowi 2 500 h/rok⁴². Według innego źródła eksploatacja agregatu w gospodarstwie rolnym jest opłacalna, jeżeli urządzenie nastawione jest na produkcję energii elektrycznej funkcjonuje minimum 5 000-6 000 h w ciągu roku⁴³. Według ekspertów niemieckich wydajność instalacji zapewniająca opłacalność eksploatacji dla urządzeń o mocy zainstalowanej do 50 kW_{el} powinna wynosić ok. 4 000 h/rok, natomiast dla instalacji o mocy 350 kW_{el} – 7 200 h/rok. Według innego opracowania przykładowa instalacja kogeneracyjna na

³⁹http://www.bmu.de/files/english/pdf/application/pdf/eeg_2012_en_bf.pdf

⁴⁰„Energia ze źródeł odnawialnych w 2010 r.”, GUS, Warszawa 2011

http://www.stat.gov.pl/cps/rde/xbcr/gus/se_energia_zrodla_odnawialne_2010.pdf

⁴¹<http://www.bhkw-prinz.de/senertec-dachs-mini-bhkw/108>

⁴²<http://www.blockheizkraftwerk-infos.de/wirtschaftlichkeit/>

⁴³<http://www.bhkw-prinz.de/kw-energie-technik-kwe-75g-3-gas-bhkw/303>

olej roślinny o mocy 40 kW_e funkcjonuje średnio przez 7 000 godzin w roku⁴⁴. Zgodnie z kolejnym źródłem dla zapewnienia rentowności czas pracy agregatu w ciągu roku powinien wynosić powyżej 6 000 h⁴⁵. Przyjęto że łączny czas eksploatacji urządzenia (trwałość) zgodnie z projektowanym systemem wsparcia we wszystkich przypadkach wynosi 15 lat, natomiast czas pracy (eksploatacji) w ciągu roku uzależniono od mocy zainstalowanej urządzenia i jego przeznaczenia. Zgodnie z danymi z rynku niemieckiego założono, że w warunkach wsparcia taryfami FiT czas pracy instalacji w ciągu roku będzie uzależniony od mocy instalacji i będzie zmienny w zakresie od 4 000 h/rok dla najmniejszych instalacji przydomowych do 8000 h/rok dla instalacji o charakterze przemysłowym i mocy dochodzącej do 1 MW.

Wśród kosztów eksploatacyjnych układów kogeneracyjnych na biopłyny dominują koszty zakupu paliw pochodzenia roślinnego. Zazwyczaj ich bieżąca cena zakupu podawana jest w zł (USD)/litr (jednostkę objętości), ale w celach porównawczych wygodnie posługiwać się ceną odniesioną do masy (tak jak w przypadku biomasy) lub do wartości kalorycznej. Do obliczeń przyjęto także średnią gęstość olejów roślinnych, która według danych literaturowych wynosi 0,92 kg/l⁴⁶. W metodzie LCOE do analiz potrzebna jest też prognoza cena paliwa, co wymaga kolejnych założeń gdyż fluktuacja cen olejów roślinnych jest bardzo duża (częściowo wywołana rosnącym światowym popytem na cele konsumpcji bezpośredniej, częściowo fluktuacjami pogodowymi i plonowaniem roślin oleistych i (cukrowych – substytut biopaliw w transporcie), a częściowo wzrostem zużycia biopaliw na rynku paliw transportowych. Przyjęto prognozę cen oleju roślinnego za OECD/FAO, która uwzględnia ww. czynniki, jak w tabeli poniżej⁴⁷.

Tabela 4.4.1. Prognoza cen oleju roślinnego w latach 2011-2031 na podstawie danych OECD⁴⁷

Rok	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
zł/t*	3254	3430	3436	3453	3491	3535	3564	3598	3621	3627	3718	3811	3906	4004	4104

*ceny oryginalne w USD z 2011 roku, przeliczone wg średniego kursu 1 USD =3,3471 zł z czerwca 2012 r.

W kolejnych tabelach przedstawiono strukturę nakładów inwestycyjnych oraz parametrów techniczno - ekonomicznych, w tych eksploatacyjnych dla typowych rozwiązań technicznych i typowych zastosowań.

Tabela 4.4.2. Udział poszczególnych komponentów w nakładach inwestycyjnych instalacji o mocy do 50, 100 i 250 kW_{el}⁴⁸

	do 50 kW _{el}	do 100 kW _{el}	do 250 kW _{el}
Agregat kogeneracyjny	80,0%	73,0%	75,0%
Izolacja akustyczna	2,8%	3,5%	2,6%
Katalizator	1,0%	1,4%	0,7%
Smarowanie	1,7%	2,7%	2,4%
Sterowanie, automatyka	6,0%	10,9%	11,2%
Wentylacja	2,7%	3,3%	4,1%
Transport i montaż	3,2%	2,3%	1,9%
Uruchomienie	3,5%	2,3%	2,4%

⁴⁴Anmerkungen zum Vertriebsangebot eines Pflanzenöl-BHKW in Containerbauweise der GFE Gesellschaft zur Förderung erneuerbarer Energien mbH, http://www.bhkw-infozentrum.de/download/pflanzenoel-bhkw_gfe_anmerkung-bhkw-infozentrum.pdf

⁴⁵Pflanzenöl-BHKW zur Strom- und Wärmeerzeugung, <http://www.duesse.de/znr/energielehre/pdfs/2008/2008-01-25-waerme-08.pdf>

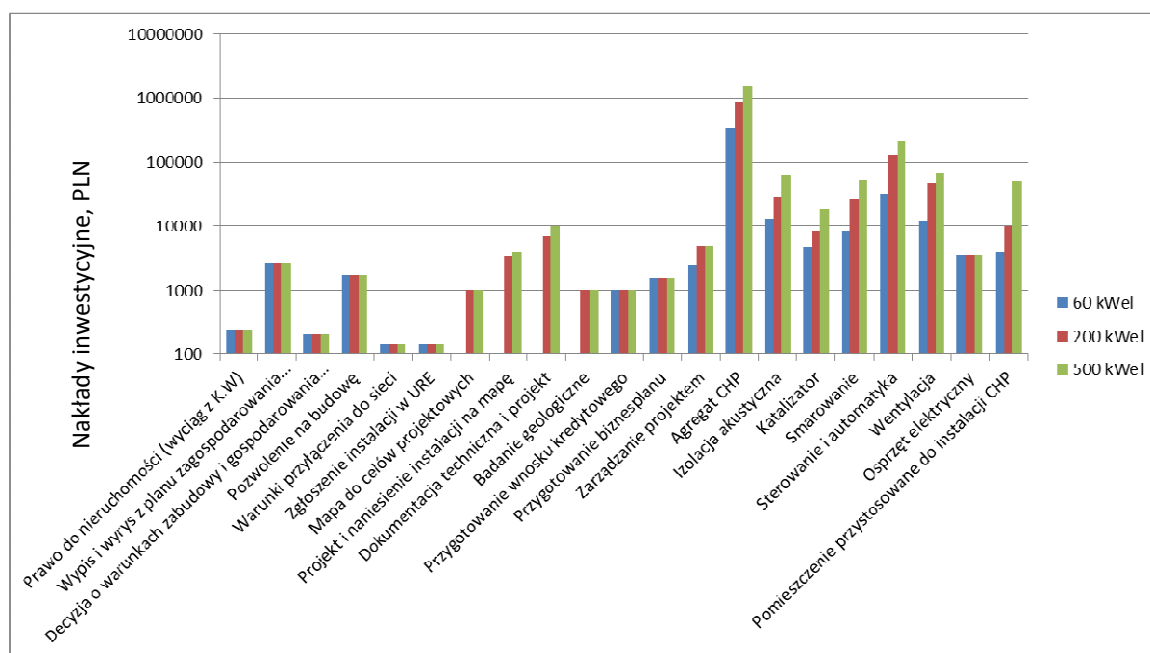
⁴⁶<http://www.lfu.bayern.de/energie/pflanzenoel/doc/leitfaden.pdf>

⁴⁷OECD-FAO 118 AGRICULTURAL OUTLOOK 2011-2020 – © OECD/FAO 2011, <http://www.agri-outlook.org/dataoecd/24/10/48178887.pdf>

⁴⁸ <http://www.heizungsfinder.de/bhkw/kosten-preise/anschaffungskosten>

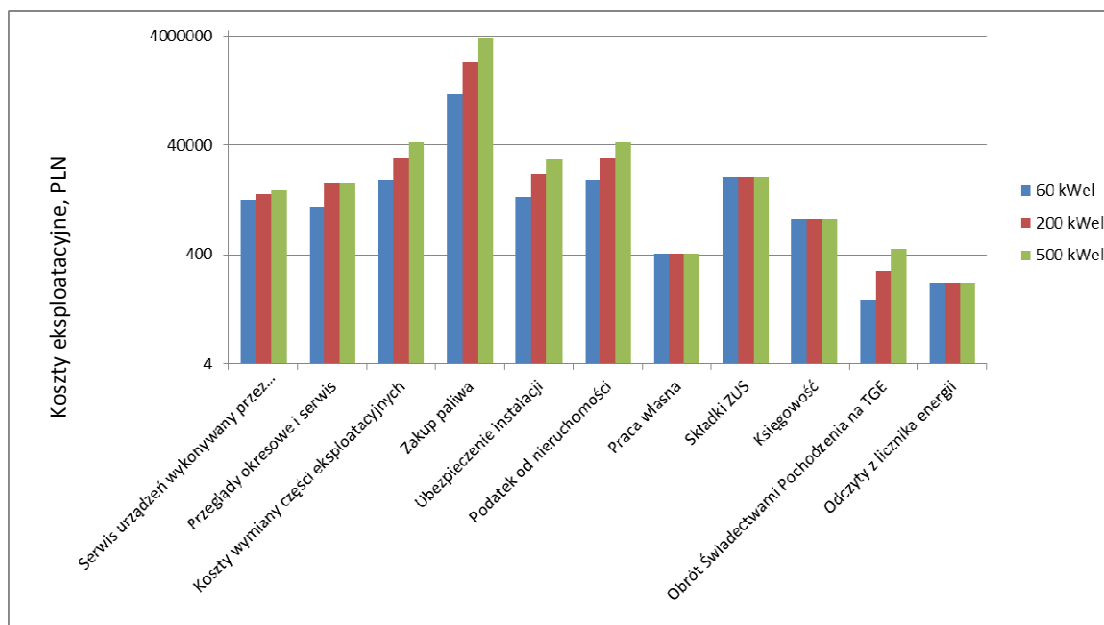
Tabela 4.4.3. Nakłady inwestycyjne dla modułu 200 kW_{el}/230 kW_t⁴⁹

	% nakładów inwestycyjnych
Układ kogeneracyjny	78,12%
Zbiornik buforowy, zbiornik wyrównawczy, hydraulika	2,64%
Podłączenie do istniejącego systemu grzewczego	0,47%
Podłączenie do sieci elektroenergetycznej	0,86%
Zbiornik oleju roślinnego, przepompownia	9,67%
Kontener	2,20%
Montaż, uruchomienie	1,23%
Planowanie	4,76%



Rys. 4.4.1. Porównanie struktury wysokości nakładów inwestycyjnych (w PLN) dla urządzeń kogeneracyjnych poszczególnych mocy

⁴⁹ <http://www.joern-krimmling.de/download/Abschlussbericht%20Pflanzenoel-BHKW.pdf>



Rys. 4.4.2. Porównanie struktury kosztów eksploatacyjnych (w PLN) dla urządzeń kogeneracyjnych poszczególnych mocy

Tabela 4.4.4. Parametry instalacji kogeneracyjnych na biopłyny pod względem wielkości układu oraz sposobu wykorzystania energii⁵⁰

Zastosowanie agregatu	Dom mieszkalny	Gospodarstwo rolne	Pływalnia	Ogrzewanie lokalne
Moc elektryczna [kW_{el}]	5,5	10	150,5	570
Moc cieplna [kW_i]	12	19	301	1140
Godziny pracy w ciągu roku [h/rok]	2042	4737	3650	3500
Zapotrzebowanie na olej rzepakowy [l/rok]	4072	15 655	187 803	682 051
Produkcja energii elektrycznej [kWh/rok]	11 229	47 368	549 325	1 995 000
Produkcja ciepła [kWh/rok]	24 500	90 000	1 098 650	3 990 000
Nakłady inwestycyjne [EUR]	19 215	25 674	167 967	540 938
Koszty eksploatacyjne (zakup oleju, koszty osobowe, naprawy) [EUR/rok]	4543	11 926	129 258	432 192
Koszt energii elektrycznej [ct EUR/kWh]	11,47	5,51	4,68	5,70

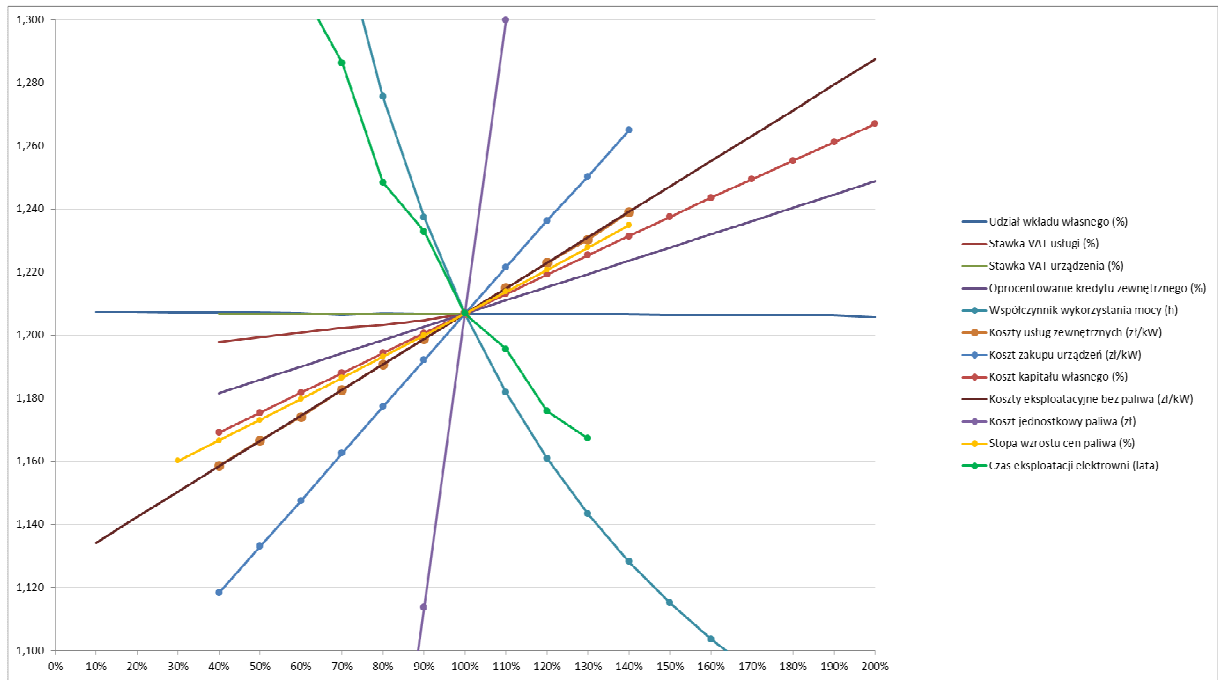
W strukturze finansowania przyjęto wkład własny w wysokości 20% oraz uzyskanie kredytu komercyjnego z oprocentowaniem 8,5%. Do analiz przyjęto założenie, że -w przypadku ogólnym- inwestorem rozpatrywanych małych instalacji będzie rolnik (tabela 4.4.4), korzystający z opodatkowania podatkiem ryczałtowym w wysokości 5,5 %. Rozliczenie ryczałtowe jest możliwe jeżeli roczny przychód z instalacji nie przekracza 150 000 EUR. Dla agregatów kogeneracyjnych warunek ten jest spełniony dla instalacji o mocy poniżej 80 kW_{el} . Po przekroczeniu tej kwoty założono, że podmiot eksploatujący układ kogeneracyjny będzie rozliczać się według podatku liniowego w wysokości 19%. Bardziej szczegółowo badano i

⁵⁰ http://www.blt.bmlfuw.gv.at/vero/veroeff/0898_BHKW_Forschungsbericht46.pdf

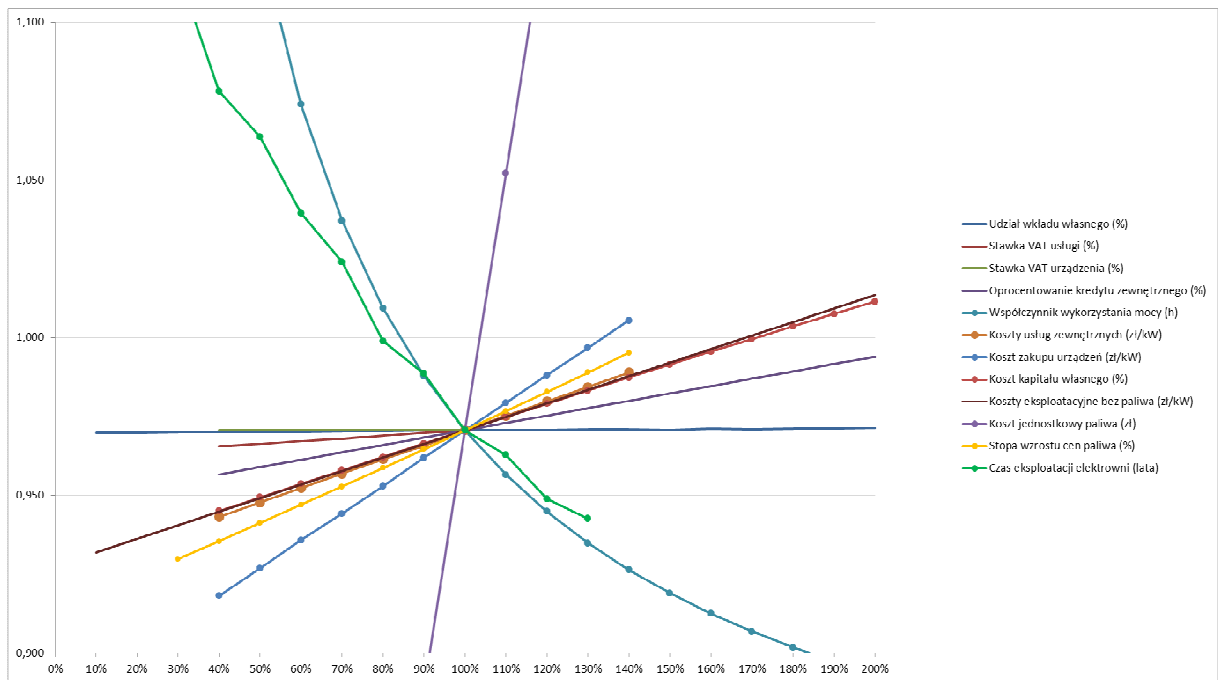
analizowano koszty produkcji energii w systemach kogeneracyjnych o mocy do 200 (250 kW_{el}), ale badano też koszty w szerszym zakresie do 1 MW_{el}.

4.4.2. Wyniki oceny kosztów produkcji energii elektrycznej w mikro- i małych instalacjach kogeneracyjnych na biopłyny dla warunków polskich i ich analiza

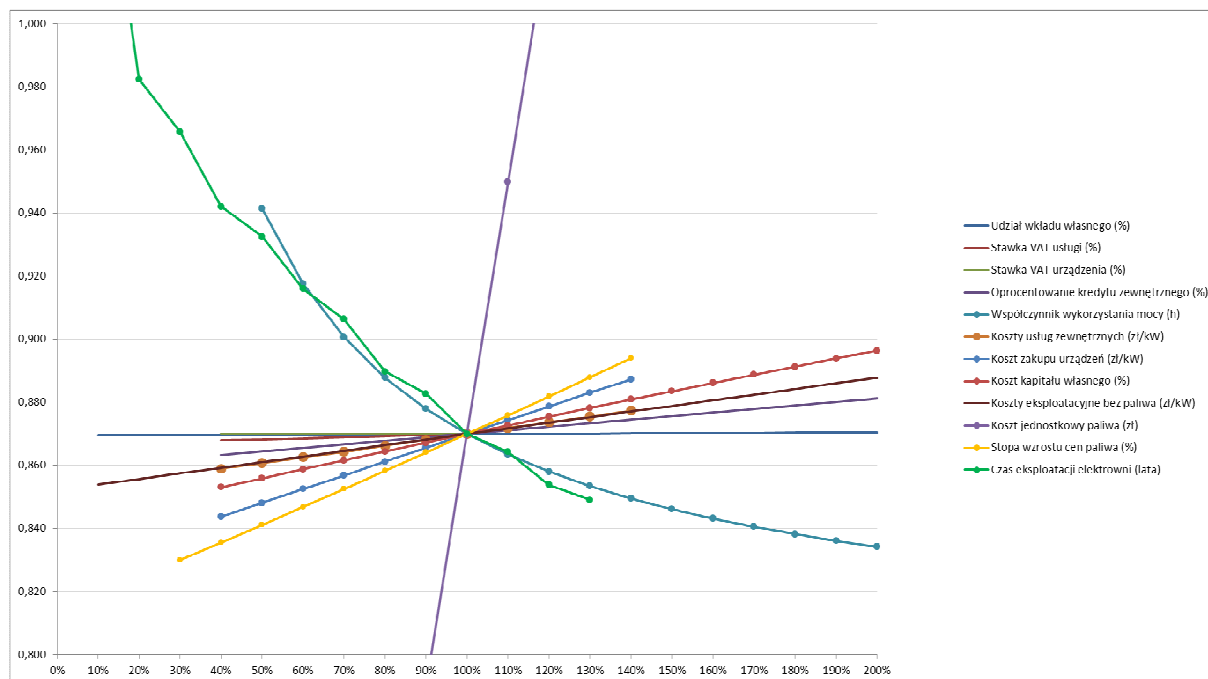
Analiza wrażliwości ceny energii na zmiany najbardziej istotnych parametrów projektu inwestycyjnego wykazała, że kluczowymi wartościami dla instalacji kogeneracji na biopłyny są koszt jednostkowy paliwa, współczynnik wykorzystania mocy oraz całkowity czas eksploatacji elektrowni oraz koszt zakupu urządzeń w tym gł. agregatu CHP. Jak pokazano na wykresie (rys. 4.4.3) oraz bardziej szczegółowo w tabeli 4.4.5, istnieje bardzo silna zależność między kosztem wyprodukowanej energii, a wydajnością urządzeń, wyrażoną w godzinach pracy w ciągu roku. Przyjęcie założenia, że wydajność urządzeń zmniejsza się w zależności od zastosowania oraz wielkości instalacji prowadzi do wniosku, że instalacje pracujące na potrzeby gospodarstw domowych pracują z mniejszą wydajnością, co wpływa na zwiększenie ceny energii ograniczając zdecydowanie opłacalność tych inwestycji. Różnica w uzyskanym koszcie energii dla nowego i starego systemu wykazała, że dla mocy mniejszych od 20 kW_{el} różnice są bardziej odczuwalne i wynoszą od 0,13 zł/kWh dla 20 kW_{el} aż do 3,19 zł/kWh dla 1 kW_{el}. Na rysunkach 4.4.3, 4.4.4. i 4.4.5 przedstawiono wyniki analizy wrażliwości dla różnych mocy systemów kogeneracyjnych na biopłyny.



Rys. 4.4.3. Analiza wrażliwości kosztu energii wytworzonej w agregatach kogeneracyjnych na biopłyny na zmianę parametru dla instalacji o mocy 50 kW_{el}



Rys. 4.4.4. Analiza wrażliwości kosztu energii wytworzonej w agregatach kogeneracyjnych na biopłyny na zmianę parametru dla instalacji o mocy 200 kW_{el}



Rys. 4.4.5. Analiza wrażliwości kosztu energii wytworzonej w agregatach kogeneracyjnych na biopłynny na zmianę parametru dla instalacji o mocy 1 MW_{el}

Kluczowym i niepotykanym w przypadku innych mikrosinstalacji i małych instalacji OZE, a nawet biogazowni parametrem wpływającym na koszt energii elektrycznej (LCOE) jest koszt jednostkowy zakupu paliw (olejów roślinnych) i ich odchylenie w stosunku do przyjętego scenariusza cenowego do 2025 (w myśl projektu ustawy o OZE do 2027) roku. Analizy wrażliwości wykazały także, że jeśli wzrost cen paliw (olejów roślinnych) będzie szybszy od inflacji (przyjętej jako bazowa w wysokości 2,5% rocznie), koszt energii elektrycznej LCOE zamiast maleć wraz z wydłużającym się czasem eksploatacji (produktywnością) będzie rosł. Wtedy także okazać się może, że także dla nowszych inwestycji efekty krzywej uczenia się - tu niższe nakłady inwestycyjne (związane z rozwojem rynku) ani tym bardziej spadające inne (znikome na tle kosztów zakupu paliwa) koszty eksploatacyjne nie będą poprawiać opłacalności ekonomicznej w czasie.

Zasadniczym przedmiotem analizy było oszacowanie kosztu wyprodukowania energii w nowym (FiT) oraz - w celach porównawczych - w starym (ŚP) systemie wsparcia. Różnica wynika głównie ze znacznie prostszych procedur administracyjnych i mniejszych nakładów pracy własnej inwestora. Analiza ekonomiczna umożliwiła obliczenie rozłożonego kosztu energii liczonego metodą LCOE, informującego o kosztach wyprodukowania 1 kWh z instalacji opartych na kogeneracji z biopłynów w zakresie 1 - 1 000 kW_{el}. Znaczne różnice wysokości LCOE dla poszczególnych mocy (tab. 4.4.5.) przemawiają za wprowadzeniem kilku progów wsparcia mocy instalacji. Ze względu na to, iż układy kogeneracyjne oparte na biopaliwach płynnych funkcjonują głównie w Niemczech, oparto się na doświadczeniach tego kraju. Czas pracy agregatu CHP w warunkach niemieckich zależy głównie od możliwości wykorzystania ciepła ze względu na występujące tam mechanizmy wsparcia. Na potrzeby niniejszego opracowania, założono jednak, że w początkowej fazie rozwoju rynku w Polsce układy kogeneracyjne na rynku będą dostępne i wykorzystane głównie (w ok. 91%) do produkcji/wytwarzania energii elektrycznej, podobnie jak w przypadku biogazu rolniczego. W Tabeli 4.4.5 przedstawiono koszt produkcji energii elektrycznej w agregatach kogeneracyjnych (CHP) na biodiesel dla założonego czasu pracy urządzeń w ciągu roku (*capacity factor*), dla różnych mocy zainstalowanych, natomiast ostatnia kolumna przedstawia porównanie z kosztem produkcji energii dla czasu pracy 8 000 r/r.

(FiT) i starym (ŚP) systemie w	Czas pracy w ciągu roku h/r	Sposób rozliczenia podatku dochodowego	Nakłady inwestycyjne - FIT [tys. zł]	Nakłady - stary system [tys. zł]	Koszty eksploatacyjne - FIT [tys. zł]	Koszty eksploatacyjne - stary system [tys. zł]	Dochód - fit[tys. zł]	Wartość LCOE - FIT [zł/kWh]	Wartość LCOE - stary system [zł/kWh]	Wartość LCOE - FIT [zł/kWh] 8000 h/r
1000	8000	liniowy	3500	3586	7232	7256	5778	0,87	0,87	0,87
700	8000	liniowy	2799	2862	5097	5122	4103	0,88	0,89	0,88
500	8000	liniowy	2328	2377	3671	3696	2985	0,90	0,90	0,90
300	7500	liniowy	1639	1673	2103	2127	1738	0,93	0,94	0,92
200	7000	liniowy	1274	1301	1339	1363	1128	0,97	0,98	0,95
100	6800	liniowy	773	787	678	702	583	1,03	1,05	1,00
90	6500	ryczałt/liniowy*	690	704	589	613	509	1,10	1,12	1,01
80	6200	ryczałt/liniowy*	623	634	506	530	540	1,12	1,15	1,02
70	6000	ryczałt	562	573	434	458	466	1,09	1,12	1,09
60	5800	ryczałt	494	504	365	389	394	1,17	1,21	1,12
50	5500	ryczałt	425	434	295	319	321	1,21	1,28	1,14
40	5200	ryczałt	358	358	242	265	264	1,24	1,30	1,15
30	5000	ryczałt	291	291	174	198	194	1,34	1,42	1,21
20	4800	ryczałt	217	218	122	146	138	1,48	1,61	1,32
10	4500	ryczałt	130	130	71	95	81	1,85	2,13	1,61
5	4500	ryczałt	73	73	48	72	53	2,43	3,00	2,14
3	4000	ryczałt	50	50	35	59	38	3,31	4,38	2,84
2	4000	ryczałt	37	37	31	55	33	4,26	5,86	3,69
1	4000	ryczałt	22	22	26	50	27	7,03	10,23	6,22

* dla założonych 8000 h pracy w ciągu roku

Uzyskane wyniki wartości LCOE przemawiają za ustaleniem trzech przedziałów mocy dla układów kogeneracyjnych na biopłynny:

- 50-100 kW_{el}.
- 100-500 kW_{el}
- 500-1 000 kW_{el}

Uzyskane wyniki analizy ekonomicznej oraz analizy wrażliwości pokazują, że średni koszt produkcji energii w instalacjach kogeneracyjnych na biopłynny w zakresie 50-100 kW_{el} wynosi 1,02-1,19 zł/kWh. W zależności od przyjętej wydajności instalacji w tym przedziale powinna mieścić się, wymagana taryfa, która zapewniaby opłacalność tych systemów. Zgodnie z tabelą 4.4.5 wsparcie instalacji o mocy mniejszej niż 50 kW_{el} pociąga za sobą w chwili obecnej bardzo wysokie i szybko rosnące wraz ze spadkiem mocy zainstalowanej, koszty obsługi systemu FiT mieszczące się w granicach 1,28-7,12 zł/kWh. Zgodnie z powyższymi danymi dla instalacji o mocy mieszczącej się w przedziale od 100 kW_{el} do 500 kW_{el} proponowana wysokość wsparcia w postaci stałych cen powinna wynosić ok. 0,96 zł/kWh, natomiast dla instalacji o mocy 500-1 000 kW_{el} wysokość wsparcia powinna wynosić ok. 0,90 zł/kWh. W kolumnie "Dochód" wpisano przychód instalacji netto przy założeniu jej wsparcia taryfą FIT w wysokości obliczonego kosztu LCOE (kolumna „Wartość LCOE – FIT”). Należy również zaznaczyć, że obliczoną wartość LCOE uzyskano przy założeniu 15-letni okres eksploatacji instalacji i 15-letni okres wsparcia systemem FiT.

Uśrednione koszty wytworzenia energii elektrycznej dla 3 progów mocy pokazuje tabela 4.4.6.

Tabela 4.4.6 Średni koszt energii z układu kogeneracyjnego opartego na biopłynach obliczony metodą LCOE

Zakres mocy	Założone godziny pracy	Koszt energii
50-100 kW _e	5 800 h-6 800 h	1,19-1,02 zł/kWh
100-500 kW _e	6 800 h-8 000 h	1,02-0,91 zł/kWh
500-1 000 kW _e	8 000 h	0,91 -0,88 zł/kWh

Uzyskane w ramach analizy wysokości kosztów energii elektrycznej są dla warunków polskich nieco wyższe niż w Niemczech, co wynika z przyjęcia do obliczeń wyższych nakładów inwestycyjnych uwzględniających wstępną fazę rozwoju rynku (pierwsze pojedyncze inwestycje bez efektu skali i wykorzystania efektów „krzywej uczenia się”) oraz odmiennych systemów podatkowych.

Największym elementem ryzyka w ww. analizie i ocenach ekonomicznych jest ryzyko związane z przyjętymi założeniami dotyczącymi długoterminowych prognoz cen biopłynów, a w szczególności referencyjnego dla nich oleju rzepakowego, które przekładają się bezpośrednio na wysokość kosztów eksploatacyjnych. Decydującym o opłacalności w perspektywie krótkoterminowej może być dodatkowo ryzyko regulacyjne, nie tyle w zakresie wsparcia produkcji energii elektrycznej typu FiT w małych systemach, ale ryzyko związane z krajowymi i unijnymi regulacjami w zakresie biopaliw transportowych, które coraz silniej wpływają na ceny biopłynów. Z drugiej strony systemy kogeneracyjne na biopłyny projektowane z myślą o produkcji energii elektrycznej wykazują stosunkowo najmniejsze ryzyko co do produktywności i największą elastyczność jeśli chodzi o współczynniki wykorzystania mocy. W analizach nie uwzględniono ew. dodatkowych bonusów na rynku energii z tytułu zdolności tych systemów do bilansowania mocy z mniej stabilnych i trudniej przewidywalnych oraz mniej sterowalnych OZE.

4.5 Mała energetyka wodna

4.5.1 Metodyka, źródła danych oraz przyjęte założenia do modelu ekonomicznego

4.5.1.1 Źródła danych do analizy ekonomicznej

Koszty dla małej elektrowni wodnej dla polskich warunków ekonomicznych, prawnych i środowiskowych określono m.in. w oparciu o ankiety wśród użytkowników elektrowni wodnych na potrzeby niniejszego badania, uzupełnione danymi literaturowymi. Z uwagi na małą dostępność danych ograniczono się do przeanalizowania tylko jednej mocy elektrowni wodnej, która zarazem jest rozwiązaniem uniwersalnym i najbardziej powszechnie stosowanym wśród inwestorów małej energetyki wodnej, ale także stanowi w ustawie o OZE górną granicę mocy dla najmniejszych elektrowni wodnych. Przyjęto, że inwestycja powstawałaby na istniejącym jazie wodnym, gdzie cały proces inwestycyjny trwałby 2 lata, a całkowity czas eksploatacji elektrowni wyniósłby 30 lat.

Zatem przyjęto następujące założenia dotyczące badania dla energetyki wodnej:

- Instalacja o mocy zainstalowanej 75kW_{el.},
- Budowa na istniejącym jazie wodnym (budowa lub modernizacja budowli hydrotechnicznych typu: jaz, budynek elektrowni, niecka wypadowa itp.),
- Inwestor przejmuje wszystkie obowiązki związane z utrzymaniem instalacji,
- Czas budowy elektrowni – 2 lata,

- Czas eksploatacji elektrowni – 30 lat,
- Średnia produktywność elektrowni – 4 000 h/rok⁵¹.

4.5.1.2 Struktura nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacyjnych

Analizę kosztów inwestycji małej elektrowni wodnej (MEWo) podzielono na następujące etapy:

- **Etap I – przygotowanie inwestycji**

Polega na uzyskaniu niezbędnych dokumentów i pozwoleń uprawniających i umożliwiających budowę małej elektrowni wodnej przez inwestora zanim rozpoczną się prace montażowe, zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa budowlanego, wodnego oraz energetycznego (oraz w przyszłości ustawy o OZE). Na tym etapie uwzględnia się (w wariantcie bazowym) również koszty pracy własnej inwestora, które w tym etapie odnoszą się do czasu poniesionego na uzyskanie dokumentów osobiście przez zainteresowanego inwestora.

- **Etap II – zakup urządzeń i materiałów oraz ich montaż**

W tej części analizy uwzględniono wszystkie koszty związane z zakupem urządzeń potrzebnych do budowy małej elektrowni wodnej oraz zleceniem budowy elektrowni zewnętrznej firmie instalatorskiej. Uwzględnia się także koszty zakupu materiałów budowlanych.

- **Etap III – eksploatacja elektrowni**

Ostatni etap dotyczy użytkowania elektrowni w całym okresie jej wykorzystania. Zestawiono w tej części koszty obsługi elektrowni, przeglądów i serwisu oraz kwestie podatkowe i ubezpieczeniowe. Również na tym etapie uwzględniono koszty pracy własnej właściciela instalacji związane z czynnościami serwisowymi, administracyjnymi dotyczącymi rozliczenia się producenta energii z operatorem sieci dystrybucyjnej i fiskusem oraz związanymi z utrzymaniem cieku wodnego w bezpośredniej strefie oddziaływania elektrowni.

W poniższej tabeli zestawiono wszystkie koszty występujące w poszczególnych etapach.

Tabela 4.5.1. Struktura nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacyjnych

Nakłady inwestycyjne (CAPEX)	
Etap I - Przygotowanie inwestycji	
a) Dokumentacja dotycząca prawa własności gruntu	<ul style="list-style-type: none"> • Odpis z Księgi Wieczystej

⁵¹ Źródło: Na podstawie Statystyki Elektroenergetyki Polskiej 2010, ARE

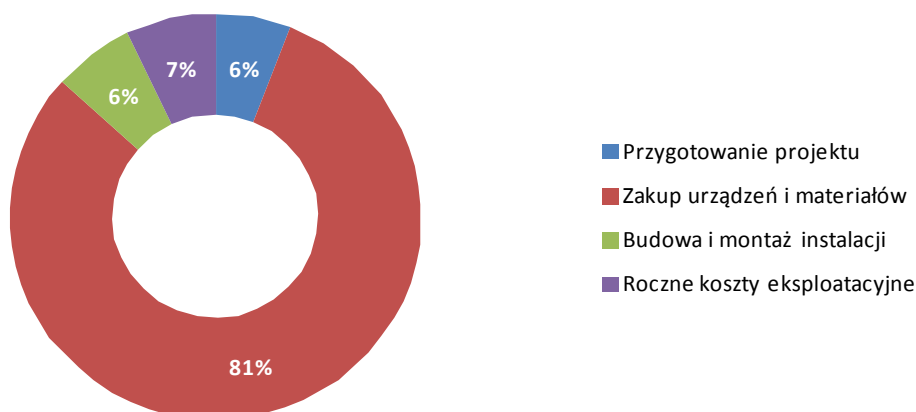
b) Dokumentacja dotycząca pozwolenia na budowę lub zgłoszenia budowy	<ul style="list-style-type: none"> • Wypis i wyrys z MPZP • Decyzja o warunkach zabudowy (zależy od zapisów w MPZP, które przewidują możliwość budowy mikroinstalacji opartej o OZE. Zarówno wydanie decyzji, jak i wnioski o zmianę MPZP są bezpłatne, ale może zajść potrzeba wykonania dodatkowych ekspertyz. W analizie przyjęto, że w MPZP brak jest przeciwwskazań do budowy małych elektrowni wodnych), • Mapa do celów projektowych, • Projekt instalacji z naniesioną instalacją i przyłączem energetycznym na mapie, • Dokumentacja techniczna, • Badanie geologiczne,
c) Dokumentacja dotycząca pozwolenia wodno - prawnego	<ul style="list-style-type: none"> • Pozwolenie wodnoprawne dotyczące korzystania z wód do celów energetycznych
d) Dokumentacja dotycząca produkcji i sprzedaży energii do sieci	<ul style="list-style-type: none"> • Umowa przyłączeniowa u lokalnego OSD • Warunki przyłączenia do sieci (w przypadku występowania o warunki przyłączenia do sieci SN należy wnieść zaliczkę na poczet opłaty przyłączeniowej (dotyczy elektrowni o mocy powyżej 40kW) • Wystąpienie o koncesję na produkcję energii (pominięto w przypadku nowego systemu FIT)
e) Zarządzanie projektem i budżetem	<ul style="list-style-type: none"> • Koordynacja działań związanych z przygotowaniem inwestycji i zakupu urządzeń i prac budowlanych • Przygotowanie wniosku kredytowego • Opracowanie biznesplanu (wymagane dla większych inwestycji, jako załącznik do wniosku kredytowego)
f) Dodatkowe ekspertyzy	<ul style="list-style-type: none"> • Ocena oddziaływania inwestycji na środowisko
g) Praca własna	<ul style="list-style-type: none"> • Koszty pracy własnej (zgromadzenie dokumentacji, kontakty z organami administracyjnymi, planowanie harmonogramu prac) • Koszty dojazdów na plac budowy
Etap II – Zakup urządzeń i materiałów	
a) Zakup urządzeń i materiałów	<ul style="list-style-type: none"> • Turbozespół (turbina, generator, układ przeniesienia mocy) • Instalacja elektryczna (w tym: instalacja wewnętrzna, rozdzielnia NN, SN układ kompensacji mocy biernej, transformator, linia kablowa, czyszczarki, agregaty prądotwórcze), • Budowle hydrotechniczne (jaz, grobla ziemna, umocnienie brzegu, niecka wypadowa po stronie dolnej wody), • Budynek elektrowni, • Przepławka dla ryb, • Infrastruktura pomocnicza (drogi i ogrodzenia)
b) Montaż elektrowni instalacji i odbudowa budowli	<ul style="list-style-type: none"> • Montaż turbozespołu elektrowni, • Montaż instalacji elektrycznej, • Odbudowa/modernizacja budowli hydrotechnicznych • Odbudowa/modernizacja budynku elektrowni • Budowa przepławki dla ryb

	<ul style="list-style-type: none"> • Budowa infrastruktury pomocniczej
Etap III – Koszty eksploatacyjne (OPEX)	
a) Serwis elektrowni	<ul style="list-style-type: none"> • Przeglądy okresowe wykonywane standardowo, co 6 miesięcy lub raz do roku przez wykwalifikowanego przedstawiciela dostawcy elektrowni wodnej • Wymiana części eksploatacyjnych (obliczono zryczałtowany średni roczny koszt wymiany części i materiałów eksploatacyjnych w przeliczeniu na jednostkę mocy elektrowni)
b) Podatki i dzierżawy	<ul style="list-style-type: none"> • Podatek dochodowy (obliczony w zależności od wybranej przez inwestora formy opodatkowania) • Podatek od nieruchomości, • Opłaty za wieczyste użytkowanie gruntów
c) Praca własna	<ul style="list-style-type: none"> • Administracja rozliczeń z tytułu sprzedaży energii OSD oraz kwestii podatkowych, • Czyszczenie jazu, • Regulacja przepływu wody, • Utrzymanie rzeki, • Koszty dojazdów do elektrowni
d) Ubezpieczenie	<ul style="list-style-type: none"> • Ubezpieczenie instalacji (w przypadku małych elektrowni do 10kW instalacje objęte są ogólnym ubezpieczeniem nieruchomości)

4.5.2 Wyniki analiz ekonomicznych

W analizie ekonomicznej wzięto pod uwagę wyniki danych ankietowych i źródeł literaturowych dotyczących nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacji małej elektrowni wodnej o mocy zainstalowanej 75 kW_{el.} zbudowanej na istniejącym jazu wodnym. Następnie oceniono wpływ poszczególnych parametrów kosztów na ostateczną wartość LCOE.

Na rysunku 4.5.1 przedstawiono strukturę nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacyjnych dla MEWo o mocy 75kW_{el.}



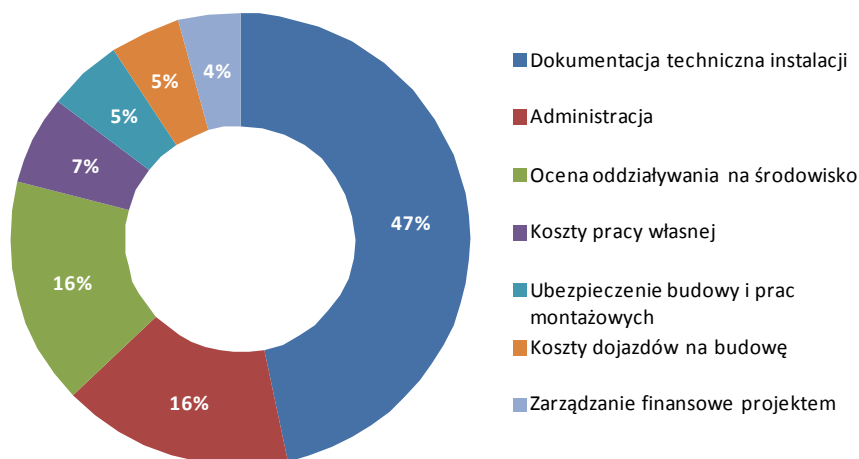
Rys. 4.5.1 Przyjęta do analiz struktura nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacyjnych

Suma nakładów inwestycyjnych dot. budowy elektrowni wodnej o mocy 75kW_{el.} wyniosła 1.300.000 zł przy jednostkowych kosztach rzędu 17.400 zł/kW. Dominującą rolę w strukturze nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacyjnych odgrywają koszty zakupu urządzeń –

ponad 80%. Oprócz zakupu urządzeń inwestor ponosi po 6% kosztów projektu na przygotowanie inwestycji oraz zlecenie usług zewnętrznych związanych z budową i montażem elektrowni.

Eksploracja elektrowni w porównaniu do nakładów inwestycyjnych stanowi ok. 7% tych kosztów w skali roku. Koszt jednostkowy eksploatacji elektrowni w przeliczeniu na jednostkę energii w badanej elektrowni wodnej wyniósł 0,33zł/kWh, przy założeniu średniej produktywności 4 000 h (na podstawie statystyki ARE z 2010 r.).

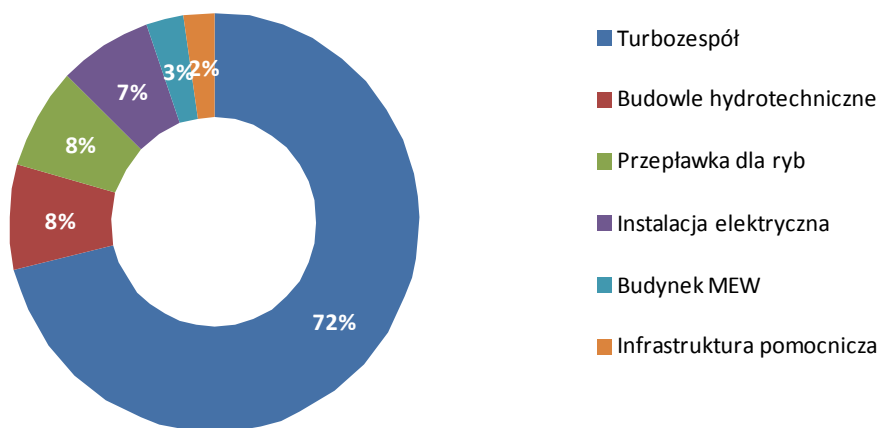
Na rysunku 4.5.2 przedstawiono strukturę kosztów przygotowania inwestycji



Rys. 4.5.2 Struktura kosztów przygotowania inwestycji MEWo

Suma nakładów ponoszonych przez inwestora jeszcze przed podjęciem inwestycji sięga 83 000 zł. Prawie połowę tych kosztów stanowi zgromadzenie dokumentacji technicznej instalacji, a kolejne 16% inwestor przeznacza na czynności administracyjne (w tym najwięcej na pozwolenie wodno-prawne). Taką samą część (16%) stanowi zlecenie opracowania oceny oddziaływania inwestycji na środowisko, a tylko 7% to koszty pracy własnej (w sumie ok. 200 h), które związane są z przygotowaniem i zebraniem wymaganych dokumentów pozwalających na uzyskanie pozwolenia na budowę, pozwolenia wodnoprawnego i przyłączenia do sieci oraz kontakty z zewnętrznymi usługodawcami i organizacja harmonogramu prac. Pozostałą część stanowią koszty dojazdów inwestora na miejsce inwestycji, ubezpieczenie prac budowlanych i placu budowy przed wypadkami oraz koszty przygotowania wniosku kredytowego. Średnio koszty przygotowania inwestycji oszacowano na poziomie 1 100zł/kW.

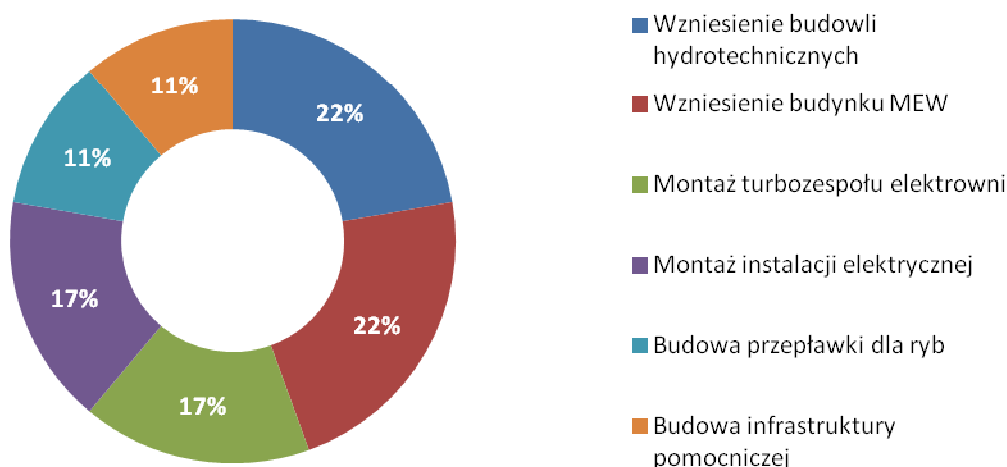
Na rysunku 4.5.3 przedstawiono strukturę kosztów zakupu urządzeń, komponentów i materiałów.



Rys. 4.5.3 Struktura kosztów zakupu urządzeń i materiałów dla MEWo

Na tym etapie inwestycji większość kosztów (ponad 70%) stanowi zakup turbozespołu składającego się z turbiny, generatora i układu przeniesienia mocy. W sumie wynoszą one ponad 900 000 zł. Ponadto kolejne 8% stanowi instalacja elektryczna, w skład której wchodzi: instalacja wewnętrzna, rozdzielnia niskiego napięcia, układ kompensacji mocy biernej, transformator i linia kablowa oraz infrastruktura pomocnicza (czyszczarki i agregaty prądowórcze). Oprócz tego ok. 8% stanowią materiały do wzniesienia budowli hydrotechnicznych typu jaz, grobla ziemna, umocnienie brzegu czy budowa niecki wypadowej po stronie dolnej wody. Pozostała część kosztów to materiały do budowy budynku małej elektrowni wodnej, dróg, ogrodzenia oraz obowiązkowej przepławki dla ryb. Taka struktura kosztów inwestycyjnych jest typowa dla instalacji budowanych na istniejących jazach wodnych, gdzie nakłady inwestycyjne na budowle hydrotechniczne są niższe od inwestycji budowanych od podstaw, ale w dalszym ciągu są to koszty dominujące w strukturze kosztów rocznych i w konsekwencja koszt rozłożonych (LCOE) dla najmniejszych budowanych obecnie elektrowni wodnych. Sumarycznie, koszty zakupu urządzeń i materiałów budowlanych stanowią ok. 1 100 000 zł, tj. 17 400 zł/kW.

Na rys. 4.5.4 przedstawiono struktura kosztów prac budowlanych i montażu instalacji

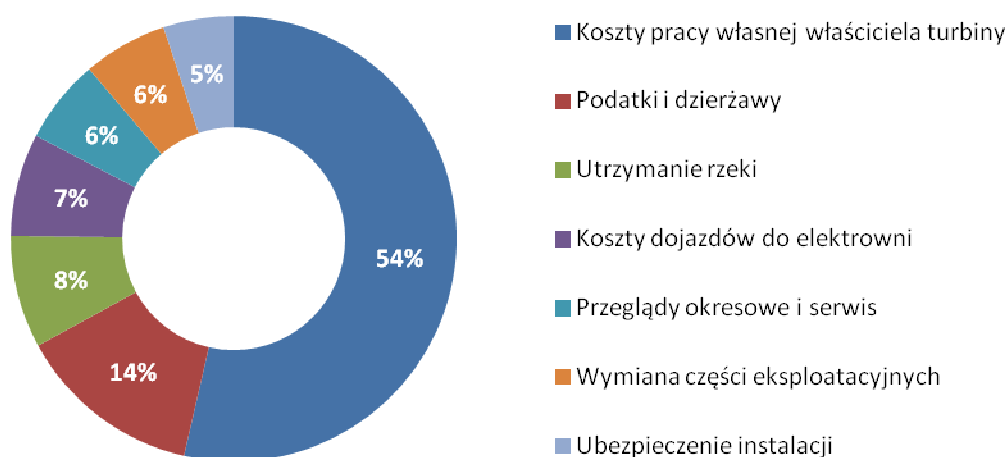


Rys. 4.5.4 Struktura kosztów budowy i montażu instalacji

Przy budowie małej elektrowni wodnej nakłady inwestycyjne idą głównie na wzniesienie, bądź rekonstrukcję wyżej wspomnianych budowli hydrotechnicznych i budynku elektrowni. Równie istotną część stanowią koszty montażu urządzeń i instalacji elektroenergetycznych., Swoje znaczenie mają też koszty budowy przepławki dla ryb i pozostałej infrastruktury pomocniczej. Średnio, koszty prac budowlano – montażowych oceniono na 90 000 zł, a odpowiadające im koszty jednostkowe wynoszą 1 200zł/kW.

Warto wspomnieć, że obecnie przynajmniej budowa przepławki dla ryb może być w 100% sfinansowana w ramach Programu Operacyjnego RYBY⁵², który funkcjonuje w latach 2007-2013. Jednakże nie wszystkie przepławki mogą być sfinansowane w ramach wspomnianego programu, zależy to bowiem od lokalizacji elektrowni wodnej (cieku na którym jest zlokalizowana). Ponadto nie ma pewności, czy podobny program będzie funkcjonował w kolejnej perspektywie budżetowej 2014-2020. Koszty budowy przepławki mają umiarkowany wpływ na LCOE, tj. ok. od 3 do 15% w zależności od typu rzeki, istniejącej ichtiofauny oraz różnicy spadku na jazie wodnym. Dla elektrowni wodnej o mocy 75 kW_{el.} różnica spowodowana uwzględnieniem tych kosztów wynosi może wynieść od 0,02 do 0,10 zł/kWh.

Na rysunku 4.5.5 przedstawiono strukturę kosztów eksploatacji elektrowni wodnej.



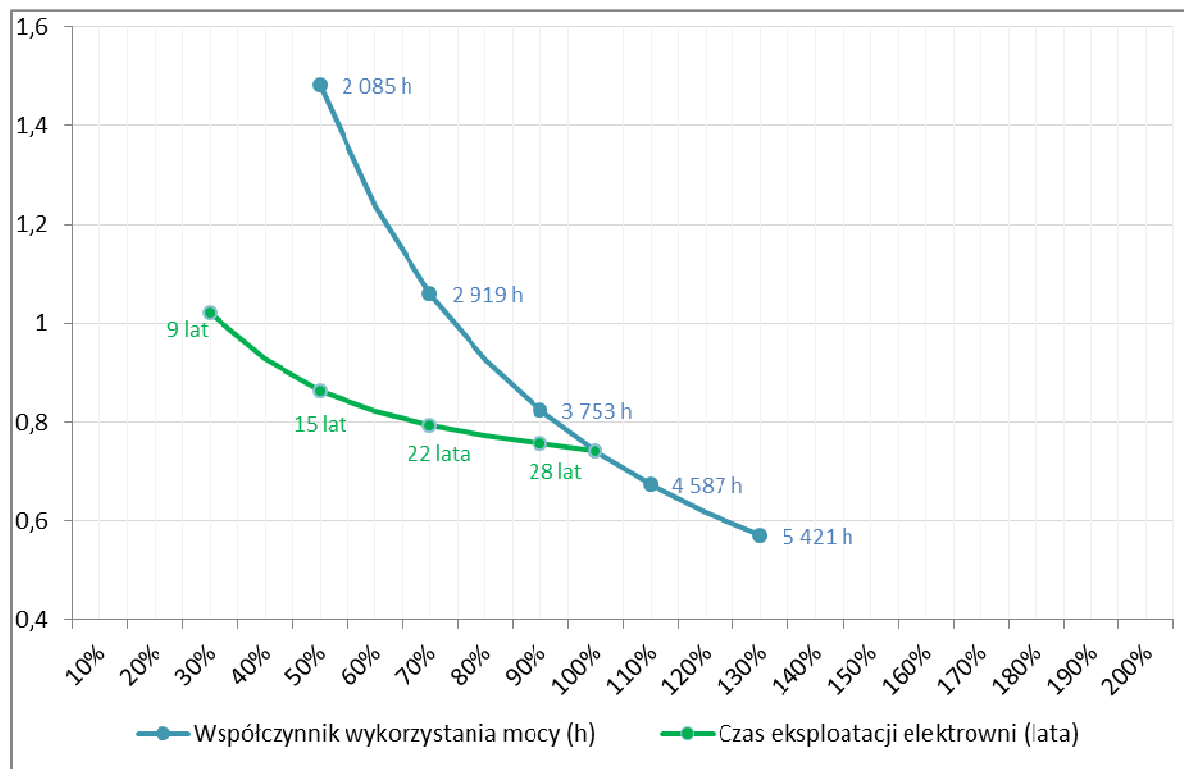
Rys. 4.5.5 Struktura kosztów eksploatacji małej elektrowni wodnej

Koszty eksploatacyjne w małej elektrowni wodnej wiążą się przede wszystkim z jej codzienną obsługą przez właściciela (bądź osobę zatrudnioną na etacie), związaną m.in. z czyszczeniem budowli hydrotechnicznych, regulacją przyływu wody, nadzorem nad procesem produkcji energii (w sumie 100h w miesiącu). Do kosztów eksploatacyjnych wliczono również koszty dojazdu właściciela do elektrowni (założony dystans 25 km). Uwzględniono także podatki (podatek od nieruchomości, podatek dochodowy oraz opłaty za wieczyste użytkowanie). Pozostałe koszty stanowią ubezpieczenie instalacji, utrzymanie rzeki oraz skarp, a także przeglądy okresowe i wymiana części eksploatacyjnych wykonywana przez zewnętrznych usługodawców. Roczne koszty eksploatacyjne wyniosły średnio ok. 100 000zł co w przeliczeniu na jednostkę mocy zainstalowanej wynosi ok. 1300zł/kW/rok.

4.5.3 Ocena wyników obliczeń kosztów energii i analiza wrażliwości

⁵² Źródło: Ministerstwo Rolnictwa i Rozwoju Wsi

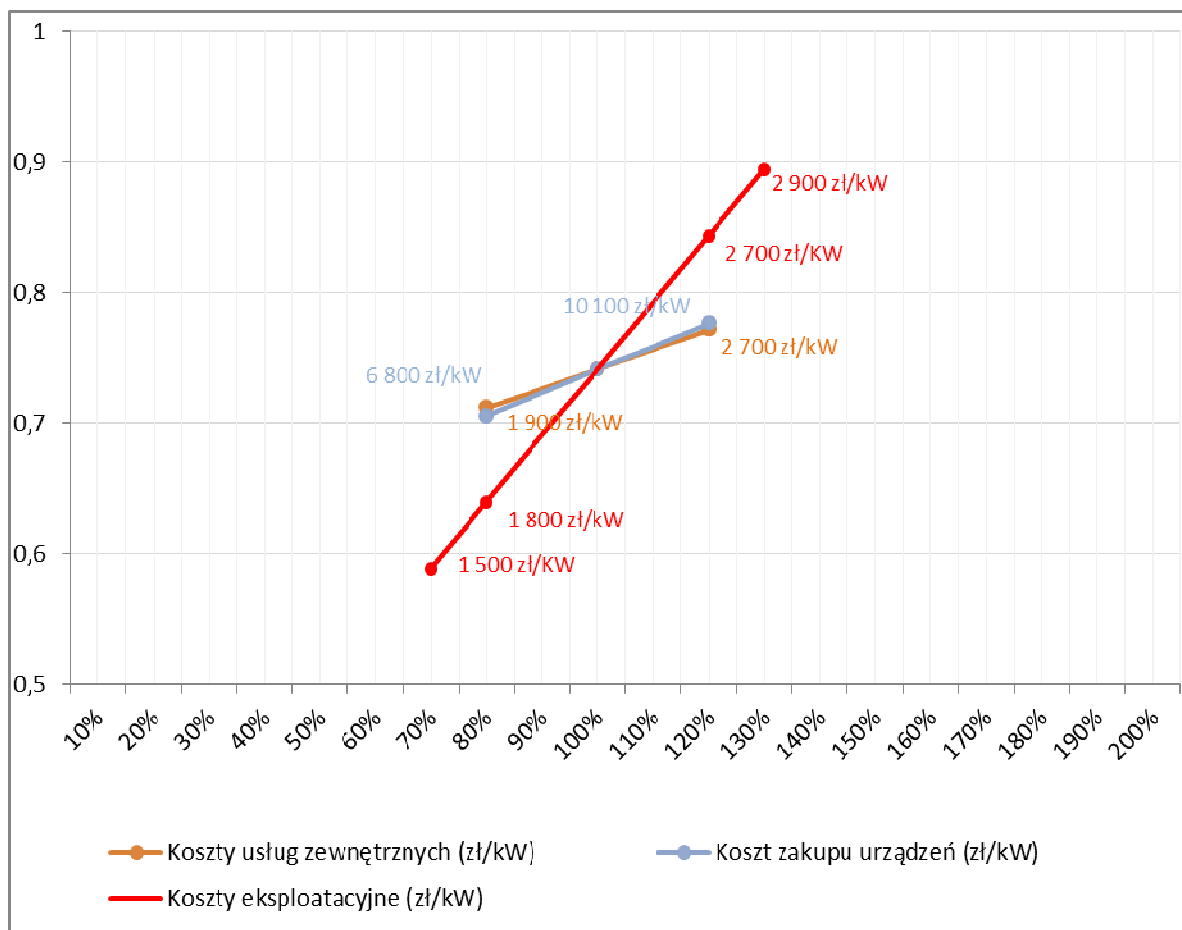
Analizę wrażliwości inwestycji małej elektrowni wodnej o mocy 40kW wykonano w oparciu o badanie wpływu zmieniających się wybranych parametrów na koszt LCOE. Poniżej na rysunkach przedstawiono wybrane grupy parametrów oraz wrażliwość kosztu LCOE na ich zmianę. Na rys. 4.5.6 przedstawiono wpływ okresu użytkowania i wskaźnika wykorzystania mocy nominalnej w ciągu roku (wydajności elektrowni) na koszt LCOE.



Rys. 4.5.6 Wpływ zmiany okresu użytkowania i produktywności rocznej małej elektrowni wodnej na koszt LCOE [zł/kWh]

Zarówno wydajność małej elektrowni wodnej, jak i całkowity czas eksploatacji elektrowni wybitnie wpływają na ostateczny koszt produkcji energii. Dlatego istotnym elementem w procesie inwestycyjnym jest staranny dobór lokalizacji (ciek wodny o wystarczająco dużym i stabilnym przepływie, który zapewni wymierny uzysk energii w danej lokalizacji). Kolejnym wnioskiem jaki można wyciągnąć z powyższego rysunku jest konieczność optymalnego doboru technologii i odpowiedniego zwymiarowania mocy turbozespołu, które zapewnią wysoką produktywność w ciągu roku, ciągłość pracy oraz trwałość (okresie użytkowania); zwykle zakłada się 30 lat. Skrócenie okresu użytkowania (jak również okresu wsparcia) do 15 lat skutkuje wzrostem kosztu LCOE.

Na rys. 4.5.7 przedstawiono wpływ kosztów usług zewnętrznych, zakupu urządzeń i eksploatacji na koszt LCOE

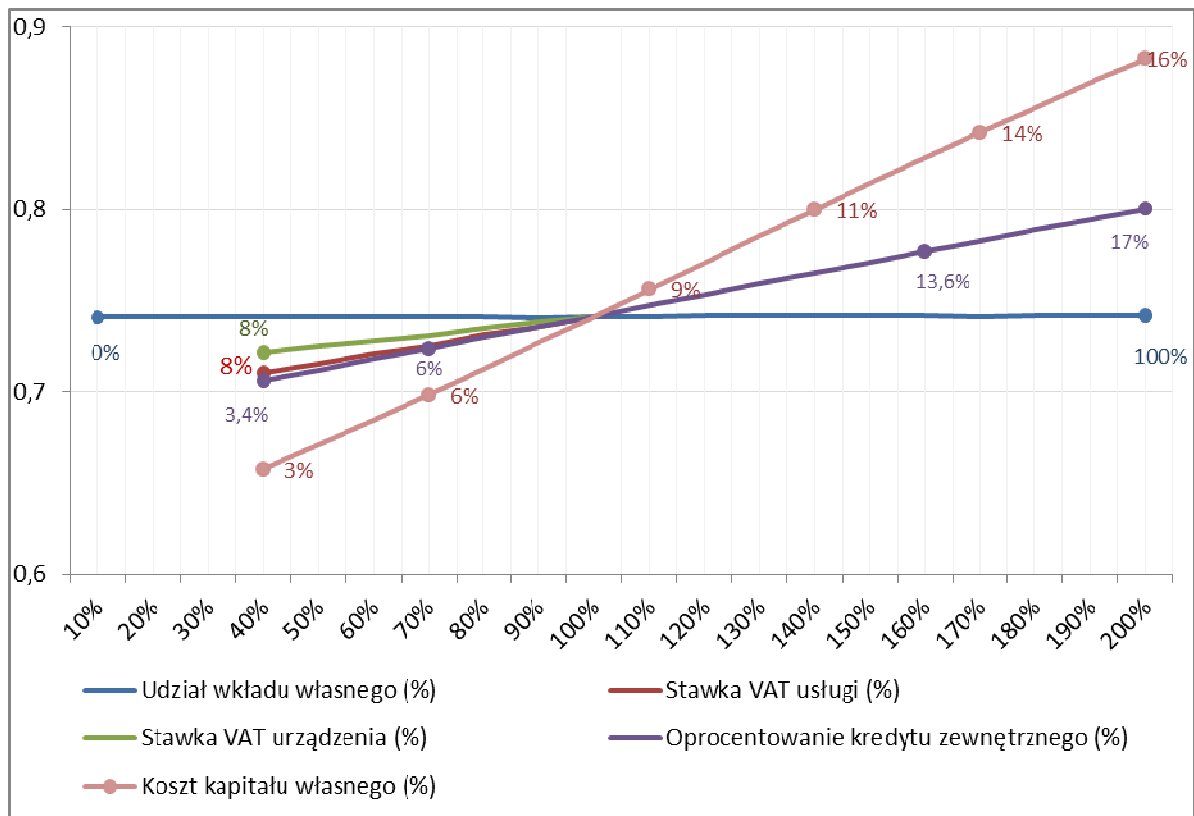


Rys. 4.5.7 Wpływ zmian w [%] kosztów usług zewnętrznych, zakupu urządzeń i eksploatacji na koszt LCOE [zł/kWh]

Równie silne oddziaływanie na koszt LCOE co produktywność mają w małej energetyce wodnej koszty eksploatacyjne, które wiążą się z niskim stopniem samoobsługowości technologii. Model jest wrażliwy w mniejszym stopniu na koszty zewnętrznych usługodawców oraz koszty zakupu urządzeń i materiałów (praktycznie 2-krotnie mniejszy wpływ niż w przypadku kosztów eksploatacyjnych).

Należy ponadto zwrócić uwagę, że zakres zmienności nakładów inwestycyjnych jest ograniczony, co stanowi również o dojrzałości tej technologii i stosunkowo skromnej ofercie technologicznej na rynku krajowym.

Na rys. 4.5.8 przedstawiono wpływ parametrów finansowych na koszt LCOE.



Rys. 4.5.8 Wpływ zmian parametrów finansowych na koszt LCOE [zł/kWh]

Wśród parametrów finansowych najbardziej znaczący jest koszt kapitału własnego, będący miernikiem ryzyka inwestycyjnego. Na podobnym poziomie oddziałuje oprocentowanie kredytu zewnętrznego, które w przypadku kredytów komercyjnych może podnieść koszt LCOE nawet o 20%, z kolei zastosowanie stawek preferencyjnych wyraźnie zmniejsza koszt LCOE (również o 20%). W wyraźnie mniejszym stopniu działają preferencyjne stawki VAT, szczególnie na urządzenia. Jednak zastosowanie 8% stawki VAT na usługi, może skutkować 10% obniżeniem kosztu LCOE. Z uwagi na to, że koszt wkładu własnego założono na zbliżonym poziomie co koszt kredytu (8%), również zmiana tego parametru nie wpływa istotnie na koszt LCOE. Odmienna sytuacja miałaby miejsce w przypadku wyższego oprocentowania kapitału własnego. W takim przypadku model byłby bardziej wrażliwy na ten parametr.

Na podstawie wykonanych analiz uzyskano średni koszt energii z małej elektrowni wodnej o mocy znamionowej 75 kW i rocznej produktywności ok. 4000 h, jako referencyjnej dla przedziału mocy instalacji do 75 kW_{el} na poziomie **0,75zł/kWh**. Nawet przy trudnym do określenia algorytmie na obliczenia wzrostu jednostkowych nakładów inwestycyjnych wraz ze zmniejszaniem mocy zainstalowanej, założenie co do rozszerzenia w dół (bez próby określania dolnej granicy, choć trudno oczekiwać tak jak w przypadku MEWi i systemów PV masowej budowy obiektów poniżej 10-20 kW) zakresu mocy dla którego można mieć zastosowanie obliczony wyżej kosztu LCOE uzasadnione jest tym, że bardzo łatwo w praktyce o wydłużenie okresu trwałości MEWo poza zakładany 15 letni okres wsparcia taryfami FiT i są znaczne możliwości optymalizacji kosztów poprzez wybór lokalizacji i dobór technologii (zwiększenie rocznej produktywności). Obliczony koszt może być zatem podstawą do wyznaczania taryfy FiT dla mikro- i małych elektrowni wodnych na pierwsze dwa lata funkcjonowania systemu wsparcia w postaci gwarancji odbioru przez sprzedawcę z urzędu energii elektrycznej po cenie urzędowej, gwarantowanej taryfie w okresie 15 lat od daty oddania instalacji do użytku.

5 Dyskusja wyników i wnioski z analiz - propozycja stawek taryf FiT (cen gwarantowanych) w odniesieniu do badanych mikroinstalacji i małych instalacji OZE

Przeprowadzone w poprzednim rozdziale analizy oceny wysokości kosztów energii liczonych metodą LCOE z mikroinstalacji (do 40 kW_{el}) i małych instalacji OZE (40-200 kW_{el}) oraz dodatkowo także większych instalacji kogeneracyjnych na biopłyny (do 1 MW_{el}) wykazały zróżnicowanie kosztów z uwagi na rodzaje OZE i ich moce zainstalowane. Syntetyczne wyniki analiz - koszty produkcji energii z różnych badanych w opracowaniu OZE, z podziałem na jednorodne kosztowo zakresy mocy przyjęte w rozdziale 4, przedstawiono w tabeli 5.1.

Tabela 5.1 Wyniki obliczeń średnich (w zakresach mocy) kosztów produkcji energii [zł/kWh, stan na 2012 rok] z różnych OZE dla różnych zakresów mocy (kolorami wyróżnione mikroźródła i małe źródła OZE).

Instalacje OZE objęte analizą kosztów i taryf	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		1,20					0,7													
Systemy fotowoltaiczne (PV) zintegrowane z budynkiem	1,49	1,19	1,09																		
Systemy fotowoltaiczne (PV) wolnostojące	1,07																				
Mikro i małe biogazownie rolnicze	1,57					1,03										0,64					
Mikro i małe jednostki kogeneracyjne na biopłyny	1,39					1,10										0,99	0,90				
Małe elektrownie wodne - MEWo	0,75																				

Dają się wyróżnić technologie o mniejszym zakresie zmienności kosztów LCOE w całym badanym zakresie i takie dla których koszty energii w zakresie mocy do 200 kW różnią się 2-3 krotnie. Do pierwszej grupy zaliczyć można w szczególności systemy fotowoltaiczne wolnostojące, które mają budowę modułową i niewielkie koszty jednostkowe montażu oraz małe elektrownie wodne, których koszty nie tyle zależą od mocy turbiny ile od uwarunkowań lokalizacyjnych i nawet w danym zakresie mocy charakteryzować się mogą dużą zmiennością nakładów inwestycyjnych i kosztów produkcji energii. W zakresie mniejszych mocy (mikroinstalacje domowe) dużą dynamikę wzrostu kosztów wraz ze zmniejszeniem mocy zainstalowanej wykazują systemy fotowoltaiczne zintegrowane z budynkami (tzw. „dachowe”). Biogazownie i systemy kogeneracyjne na biopłyny mają podobne charakterystyki kosztowe w funkcji mocy. Najbardziej wrażliwe na wielkość mocy zainstalowanej są małe elektrownie wiatrowe.

W zakresie małych mocy (małe instalacje do 200 kW) ciągle najkorzystniej wypadają małe elektrownie wodne (choć rozrzut kosztów dla różnych realizacji może być bardzo duży, szczególnie w przypadku mikroinstalacji o mocy poniżej 40 kW, gdzie np. koszty systemów fotowoltaicznych mogą być niższe) oraz systemy fotowoltaiczne, najbardziej już obecnie konkurencyjne w zakresie mikroinstalacji. Jeżeli jednak wziąć pod uwagę tylko domowe i przydomowe instalacje prosumenckie (do 20 kW) oprócz systemów fotowoltaicznych małe elektrownie wiatrowe stanowią konkurencyjną wobec innych rozwiązań opcję. W zakresie małych instalacji o mocach 100-200 kW najbardziej atrakcyjne są małe elektrownie wiatrowe. Mikrobiogazownie i małe biogazownie rolnicze mają obecnie koszty zbliżone do analogicznych systemów kogeneracyjnych na biopłyny, choć pamiętać należy, że małe biogazownie mogły już w Polsce zebrać pierwsze, kilkuletnie doświadczenia i ustabilizować koszty na poziomie nawet nieco niższym niż np. w Niemczech, a w przypadku systemów małej, prosumenckiej kogeneracji

na biopłyny nie ma rynku krajowego na całe systemy, a jedynie na niektóre komponenty i biopłyny oddzielnie. Stąd margines błędu w ocenie kosztów produkcji energii metodą LCOE może być tu większy. Generalnie obie technologie kogeneracyjne nie są konkurencyjne kosztowo w stosunku do wszystkich innych OZE w zakresie mikroinstalacji (choć tu zauważalnie tańsze są systemy mikrokogeneracyjne na biopłyny), ale stają się bardziej atrakcyjne cenowo w zakresie mocy od 100 kW do 1 MW.

Uzyskane wyniki warto zestawić z propozycjami taryf FiT w projekcie ustawy o OZE. W tabeli 5.2 zestawiono projektowane taryfy FiT w odpowiednich zakresach mocy z obliczonym kosztem LCOE w zakresie górnych przedziałów mocy.

Tabela 5.2 Zestawienie projektowanych taryf FiT w odpowiednich zakresach mocy z obliczonym kosztem LCOE w górnych przedziałach mocy (tab. 5.1)

Rodzaje OZE kwalifikowane do taryfy FiT w projekcie ustawy o OZE		Obliczony koszt energii LCOE w górnym zakresie mocy	Różnica pomiędzy projektem FiT a LCOE
Nazwa technologii i moc [kW]	taryfa [zł/kWh]	[zł/kWh]	[%]
Małe elektrownie wiatrowe -do 200 kW	0,65	0,70	-8%
Systemy fotowoltaiczne (PV) zintegrowane z budynkiem do 100 kW	1,10	1,09	1%
Systemy fotowoltaiczne (PV) wolnostojące do 100 kW	1,10	1,07	3%
Mikro i małe biogazownie rolnicze do 50 kW	0,70	1,57	-124%
Mikro i małe biogazownie rolnicze 50-200 kW	0,65	1,03	-58%
Małe elektrownie wodne do 75 kW	0,70	0,75	-7%
Mikro i małe jednostki kogeneracyjne na biopłyny do 50 kW	-	1,39	-
Mikro i małe jednostki kogeneracyjne na biopłyny do 50 -200 kW	-	1,10	-

Warto zwrócić uwagę, że projekt ustawy o OZE nie rozróżnia taryf dla fotowoltaiki zintegrowanej z budynkiem i systemów wolnostojących oraz, że w projekcie ustawy nie ma propozycji taryf na biopłyny. Zestawione wyniki wskazują względną zgodność propozycji taryf FiT w nowej ustawie o OZE z wynikami obliczeń LCOE dla systemów fotowoltaicznych, małych elektrowni wiatrowych i małych elektrowni wodnych; różnica nie przekracza 10%, z tym, że w przypadku MEWi i MEWo względne niedoszacowanie taryf jest wyższe. Znaczące są rozbieżności pomiędzy proponowanymi taryfami, a obliczonym kosztem LCOE dla biogazowni, a w szczególności dla mikrobiogazowni (różnica przekracza wyraźnie 100%). W świetle wykonanych analiz można postawić tezę o niedoszacowaniu taryf w tym zakresie.

Porównano też propozycje taryf FiT z obliczonym kosztem LCOE w dolnym zakresie mocy określonego w projekcie ustawy lub dolnych obliczonych zakresów mocy instalacji przydomowych lub zintegrowanych z budynkami – tabela 5.3.

Tabela 5.3 Zestawienie projektowanych taryf FiT w odpowiednich zakresach mocy z obliczonym kosztem LCOE dla górnych zakresów mocy

Rodzaje OZE kwalifikowane do taryfy FiT w projekcie ustawy o OZE		Obliczony koszt energii LCOE dla dolnego zakresu mocy	Różnica pomiędzy projektem FiT a LCOE
Nazwa technologii i moc [kW]	taryfa [zł/kWh]	[zł/kWh]	[%]
Małe elektrownie wiatrowe - o mocy rzędu 20 kW (<200 kW)	0,65	2,00	-208%
Systemy fotowoltaiczne (PV) zintegrowane z budynkiem o mocy rzędu 5 kW (<100 kW)	1,10	1,49	-35%

W tym przypadku różnice są już znaczące i wskazują, że przy obecnie proponowanych taryfach nie rozwiną się najmniejsze, typowo prosumenckie inwestycje i nie rozwinie się rynek na najmniejsze technologie.

Powstaje zatem pytanie i dylemat, czy wspierać domowe i przydomowe mikroinstalacje, wiedząc, że koszty energii liczone metodą LCOE są wyższe dla najmniejszych mocy niż dla większych mocy? Pomimo wyższych kosztów za wsparciem najmniejszych przydomowych instalacji przemawia jednak wiele argumentów.

Trudno wyobrazić sobie i uzasadnić od strony ekonomicznej np. wprowadzanie w praktyce idei mikrosieci i inteligentnych sieci energetycznych bez najmniejszych OZE (mikróźródła o mocy niższej niż 40 kW). Te mogą rozwinąć się tylko w systemie taryf FiT, w warunkach premiowania mniejszych źródeł kosztem większych. Brak najmniejszych źródeł w systemie i możliwości ich integracji w mikrosieciach utrudni wprowadzenie tzw. dynamicznych taryf (odzwierciedlających koszt bilansowania). Wytwarzanie energii elektrycznej w miejscach jej odbioru, czyli w domu, w gospodarstwie rolnym lub w małym lokalnym przedsiębiorstwie pozwala zmniejszyć straty dystrybucyjne, które sięgają 9-10% zapotrzebowania. Uzyskane w ten sposób oszczędności trafiają na konto operatora sieci dystrybucyjnej OSD i mogą (lub nie, ale to problem wychodzący poza zakres niniejszej analizy) wpływać na zmniejszenie taryf dystrybucyjnych, które obejmują wszystkich odbiorców. Właściciel źródła i odbiorcy jego energii nie odnoszą z tego tytułu bezpośrednich korzyści ale te korzyści mogą znaleźć odzwierciedlenie w wysokości taryf FiT. Promowanie poprzez taryfy FiT prosumenta energii pozwala na lepsze, efektywniejsze (dwukierunkowe) wykorzystanie zasobów sieciowych bez ponoszenia części nakładów na jej rozwój. Mikroźródła, zwłaszcza o mocach nie wyższych znacząco niż moce przyłączeniowe prosumentów i zarazem wytwórców energii z OZE wzmacniają sieci niskiego napięcia NN i poprawiają jakość i bezpieczeństwo zaopatrzenia w energię na danym obszarze, w szczególności na obszarach wiejskich. Rozwinięty, np. dzięki taryfom FiT rynek mikróźródła znacząco ułatwi też wdrożenie w Polsce innego przepisu proponowanego w projekcie ustawy o OZE, wynikającego wprost z dyrektywy 2009/28/WE, obowiązku minimalnego udziału energii z OZE w budynkach nowych i poddawanych generalnemu remontowi. Wszystkie te korzyści zewnętrzne i dodatkowe w stosunku do samej taryfy FiT na mikroinstalacje nie mogły być uwzględnione w ramach wykorzystania metody LCOE, która jest przejrzysta, konkretna i precyzyjna oraz adekwatna do postawionego problemu, ale pomija nawet dość dobrze policzalne dodatkowe efekty zewnętrzne po stronie systemu energetycznego. Na tej samej zasadzie metoda LCOE nie pozwoliła wycenić korzyści makro jakie może dać rozwój krajowego przemysłu produkcji urządzeń w segmencie mikroinstalacji. Istnieją w końcu też, raczej oczywiste, korzyści społeczne i polityczne z tytułu znaczącego poszerzenia zakresu beneficjentów systemu taryf gwarantowanych. Mniej oczywiste (choć trudne do odrzucenia) są też tezy podkreślające że wsparcie rozwoju mniejszych instalacji OZE kosztem większych da szybsze i głębsze efekty po stronie spadku kosztów w kolejnych latach (tzw. efekty „krzywej

uczenia” się i wolumenu rynku jako efektu skali prowadzącego do obniżenia kosztów), ale są prace je potwierdzające⁵³.

Tak więc przyjmując jako potwierdzony fakt, że także w energetyce odnawialnej ceny spadają wraz ze wzrostem mocy, nieracjonalnym (także ekonomicznie) byłoby poprzestać na rzeczywistym wsparciu źródeł tylko z górnych przedziałów dopuszczalnej mocy kwalifikującej źródło do wsparcia systemem FiT. Z tego powodu, w oparciu o wyniki analizy kosztów metodą LCOE, poniżej zaproponowano pewną modyfikację systemu taryf FiT w projekcie ustawy o OZE poprzez zwiększenie początkowej wysokości taryf na energię z niektórych źródeł oraz wprowadzenie w niektórych przypadkach dodatkowych progów mocy poniżej których stawka FiT jest nieco wyższa. Propozycja nie jest jednak próbą automatycznego przeniesienia obliczonych kosztów LCOE do projektu regulacji.

Biorąc pod uwagę ewentualne skutki ekonomiczne oraz ryzyko nadmiernego rozproszenia rozwiązań technologicznych i zakresów mocy (także rozproszenia środków poprzez nazbyt dużą ilość alternatyw) zrezygnowano z promowania najwyższymi stawkami FiT najmniejszych mocy w przedziałach wyznaczonych metodyką LCOE. Dotyczy to w szczególności pominięcia obliczonych stawek adekwatnych dla najmniejszych OZE. Wprowadzono jednak wsparcie nieco niższymi stawkami z kolejnych progów dla MEWi o mocy <50 kW i systemów PV zintegrowanych z budynkami tylko do mocy <10 kW. Zarekomendowano też wsparcie dotychczas pominiętej w projekcie ustawy o OZE mikrotechnologii jaką są jednostki CHP na biopłyny, ale ograniczono ich moc tylko do 50 kW. Technologie takiej mocy mogą odegrać pozytywną rolę stabilizując niestabilne OZE u odbiorców, u których nie można budować mikrobiogazowni. Zestawienie rekomendowanych taryf podaje tabela 5.4.

Tabela 5.4 Zestawienie rekomendowanych wysokości taryf typu FiT

Proponowane taryfy FiT w projekcie ustawy o OZE z 26-07-2012		Rekomendowane na podstawie analiz LCOE taryfy FiT do wprowadzenia do projektu ustawy o OZE	
Nazwa technologii i moc [kW]	[zł/kWh]	Nazwa technologii i moc [kW]	[zł/kWh]
Małe elektrownie wiatrowe - do 200 kW	0,65	Małe elektrownie wiatrowe - do 50 kW	1,20
		Małe elektrownie wiatrowe - do 200 kW	0,70
Systemy fotowoltaiczne do 100 kW	1,10	Systemy fotowoltaiczne zintegrowane z budynkiem do 10 kW	1,20
		Systemy fotowoltaiczne wolnostojące do 100 kW	1,10
Mikro i małe biogazownie rolnicze do 50 kW	0,70	Mikro i małe biogazownie rolnicze do 50 kW	1,50
Mikro i małe biogazownie rolnicze 50-200 kW	0,65	Mikro i małe biogazownie rolnicze 50-200 kW	0,90
Małe elektrownie wodne do 75 kW	0,70	Małe elektrownie wodne do 75 kW	0,75
Mikro i małe jednostki kogeneracyjne na biopłyny do 50 kW	0,00	Mikro i małe jednostki kogeneracyjne na biopłyny do 50 kW	1,25

W wyniku rekomendacji średnia wysokość pierwszych taryf FiT na technologie uwzględnione w projekcie ustawy o OZE wzrasta o 37%, ale w efekcie promowane są nowe technologie o charakterze prosumenckim oraz dużym potencjale spadku kosztów i wielorakich korzyściach zewnętrznych. Wydaje się jednak, że projekt ustawy o OZE, przy generalnie dobrym podejściu, zbyt zachowawczo promuje mikroźródła i zbyt ostrożnie wykorzystuje instrument taryf typu FiT w planowanych pierwszych dwóch latach ich obowiązywania. Choć system ŚP wspierający z zasady większe instalacje, stosowany w Polsce w praktyce od 8 lat, ma (po wejściu w życie ustawy o OZE) dawać znacząco niższe wsparcie, to intensywność pomocy w odniesieniu do

⁵³ Del Rio P.: The dynamic efficiency of feed-in tariffs; the impact of different design elements. Energy Policy 41 (2012) 1139-151.

technologii OZE wspieranych w już zmodyfikowanym systemie ŚP (wielkoskalowych OZE) w stosunku do zaproponowanego w projekcie regulacji nowego systemu FiT dla analogicznych technologii małoskalowych (tu po raz pierwszy w 2013 roku) w latach 2013-2014 ma być tylko o 13-14% niższa⁵⁴. Jest to niewiele tylko mniej niż straty energii w sieci dystrybucyjnej przy konieczności dostarczenia energii z większych jednostek wytwórczych do odbiorcy końcowego, a których nie ma w przypadku bezpośredniego, lokalnego zużycia energii wyprodukowanej w mikroźródłach. Taryfy FiT zaproponowane w projekcie ustawy o OZE są też niższe w stosunku do analogicznych taryf w innych krajach, w szczególności w wiodących w zakresie wsparcia instrumentem FiT małoskalowych instalacji OZE: Wielkiej Brytanii i Niemczech. W rozdziale 2 przedstawiono szczegółowe porównanie sytuacji w tych krajach w odniesieniu do projektu polskiej ustawy o OZE, łącznie z oczekiwaną skalą dalszego spadku kosztów i wysokości stawek FiT. Biorąc pod uwagę typowe krzywe kosztów technologii OZE liczonych metodą LCOE w funkcji mocy zainstalowanej łatwo zauważyć, że w projekcie ustawy o OZE różnica pomiędzy dużymi i małymi instalacjami jest zbyt mała na niekorzyść mikroźródeł, które mają ponadto znacznie większy potencjał spadku kosztów (efekt uczenia się) niż większe OZE.

W tabeli 5.5 przedstawiono w sposób poglądowy, że w przypadku kilku analizowanych technologii (mała energetyka wiatrowa, fotowoltaika, ale też np. systemy kogeneracyjne na biopłynny i biogaz) system taryf FiT może wywołać szybki efekt uczenia się i spadek kosztów inwestycyjnych oraz przyspieszenie badań naukowych i prac rozwojowych w tym zakresie (w szczególności MEWi i technologie PV).

Tabela 5.5 Możliwości wykorzystania krzywej uczenia się analizowanych technologii dzięki wprowadzeniu systemu stałych taryf w wersji rekomendowanej w tabeli 5.4.

Rodzaj technologii wspieranej instrumentem FiT	Potencjał spadku kosztów mikro- i małych technologii OZE w wyniku różnych działań wspierających	
	taryfy typu FiT	badania i rozwój technologii
Małe elektrownie wiatrowe	+++	++
Systemy fotowoltaiczne	+++	++
Mikro biogazownie rolnicze	+	++
Małe biogazownie rolnicze	++	++
Małe elektrownie wodne	+	+
Mikro jednostki kogeneracyjne na biopłynny	++	+

Efekt skali w wyniku wprowadzenia FiT i efekty uruchomienia działań typu B+R (na różną, odpowiadającą danej technologii skalę – tab. 5.5) mogą szczególnie przełożyć się na rozwój przemysłu produkcji urządzeń, a to z kolei na dalsze spadki kosztów. Choć Polska do tej pory nie wspierała analizowanych technologii systemem FiT (uznawanym za najbardziej skuteczny system wsparcia innowacji i stymulowania rozwoju technologii OZE), to jednak udało się stworzyć w ww. branżach podstawy przemysłu krajowego. W efekcie wprowadzenia FiT, w szczególności w zakresie mikroźródeł, polski przemysł miałby unikalną szansę wejścia na

⁵⁴Michałowska-Knap K.: Prognoza popytu i podaży świadectw pochodzenia w Polsce w świetle nowych regulacji, z uwzględnieniem mikroinstalacji. Raport cząstkowy do opracowania. Instytut Energetyki Odnawialnej. Warszawa, 2012.

krajowy rynek, jak również na wykorzystanie potencjału eksportowego. Już w 2010 roku wg ekspertyzy wykonanej przez Instytut Energetyki Odnawialnej dla Ministerstwa Gospodarki w branżach objętych niniejszą analizą kosztów LCOE i stawek FiT działało ponad 140 firm – tab. 5.6

Tabela 5.6 Firmy produkujące urządzenia w zakresie technologii rekomendowanych do taryf typu FiT. Źródło: *Instytut Energetyki Odnawialnej*⁵⁵

	Liczba firm prod. urządzenia zasadnicze	Liczba firm, prod. urządzenia dodatkowe
Energetyka wiatrowa	29	14
Fotowoltaika	4	2
Biogaz	12	61
Małą energetyką wodną	6	2
Biopaliwa ciekłe i biopłyny	9	3
RAZEM	60	82

Na rynku zauważalne są zazwyczaj firmy produkujące urządzenia zasadnicze (typu wirniki elektrowni wiatrowych, turbiny, moduły PV czy kolektory słoneczne), ale istnieje wiele firm, które produkują na ich potrzeby urządzenia niespecyficzne, dodatkowe. W ostatnich 2 latach niezwykle szybko rośnie liczba firm przemysłowych i instalacyjnych zajmujących się fotowoltaiką i małymi elektrowniami wiatrowymi. Firmy zajmujące się produkcją urządzeń do wytwarzania biopłynów i wykorzystania biopaliw w transporcie (wskazane w tabeli) mogą stosunkowo łatwo znaleźć miejsce na pokrewnym, nowym rynku mikrokogeneracji na biopłyny.

Aby system FiT spełnił swoją funkcję i pokładane w nim nadzieje, oprócz znajomości kosztów energii (LCOE) i odpowiednio dobranej wysokości taryf oraz ich zróżnicowania technologicznego, musi spełniać szereg innych warunków. Do nich należy m.in. znajomość przez beneficjentów degresji (spadku wysokości taryf po ich pierwotnym, odpowiednio wysokim dla impulsu rozwojowego skalkulowaniu) lub zasad jej stosowania w co najmniej najbliższych kilku/kilkunastu latach. Jest to w szczególności ważne dla planującego swoje inwestycje bardziej długookresowo przemysłu produkcji urządzeń. Warunki degresji i założenia co do krzywych uczenia się i kontroli kosztów nie są obecnie ujęte w projekcie ustawy o OZE i nie są znane; nie ma na ten temat też kierunkowych informacji w takich dokumentach towarzyszących jak „Ocena skutków regulacji” (OSR) czy „Krajowy plan działania w zakresie odnawialnych źródeł energii” (KPD). Są to jednak również zagadnienia wychodzące znacząco poza niniejsze opracowanie.

Aby nowy system FiT zadziałał od początku i przyniósł efekty w dłuższym okresie powinno być spełnionych wiele wymogów jakościowych w stosunku do urządzeń i usług projektowych i instalacyjnych. W opracowaniu wykonano szereg analiz wrażliwości kosztu energii LCOE (wysokości taryfy FiT) w zależności także od jakości instalacji, mierzonej w niniejszej pracy zmiennością ilości godzin pracy w ciągu roku czyli tzw. wskaźnika wykorzystania mocy zainstalowanej CF. Zależy on oczywiście od rodzaju technologii OZE i odnawialnego zasobu energii, ale dla konkretnej lokalizacji jego wartość jest pochodną staranności projektowania, doboru oraz jakości urządzeń i usług projektowych. Z kolei jakość urządzeń i serwisu wpływa na wysokość nakładów inwestycyjnych (CAPEX) i kosztów operacyjnych (OPEX), w tym serwisowych. Czynniki te łącznie wpływają na wysokość kosztów LCOE. Wpływają na nie także inne analizowane w pracy szeroko instrumenty jak podatki.

⁵⁵ Wiśniewski G. (red): Analiza możliwości produkcji urządzeń dla potrzeb energetyki odnawialnej w Polsce oraz na eksport. Instytut Energetyki Odnawialnej. Ekspertyza dla Ministerstwa Gospodarki Warszawa 2010 rok.

Szczegółowo tych zagadnień w pracy nie analizowano, uznając, że jest to obszar działań rynkowych. Ale bazując na wykonanej wcześniej analizie wrażliwości (dla każdej technologii oddzielnie), jako ilustrację problemu w tabeli 5.7 zestawiono rekomendowane LCOE (przy założonych CAPEX, OPEX i CF) oraz jego zmienność wraz ze zmianą CF w granicach obecnie spotykanych w praktyce eksploatacyjnej. Dodatkowo, biorąc pod uwagę także zapisy projektu ustawy o OZE dotyczące wprowadzenia zerowej stawki podatku VAT na małe kotły na pelety i brykiety, zaprezentowano jaki wpływ na LCOE w przypadku źródeł energii elektrycznej miałoby przykładowe obniżenie (w pierwszych latach) stawki VAT z 23% do 8%.

Tabela 5.7 Zestawienie referencyjnych parametrów technologii OZE proponowanych do objęcia systemem taryf FiT i wyniki LCOE w górnych zakresach mocy wraz z wynikami analizy wrażliwości wysokości LCOE na wybrane parametry (CF, stawka VAT na urządzenia).

Nazwa technologii OZE (mikroźródła i małe źródła)	Moc maksymalna źródła dla FIT	CAPEX	OPEX	Założony (bazowy) czas pracy w ciągu roku z mocą nominalną	Rekomendowana taryfa FIT (LCOE)	Przyjęty jako w praktyce minimalny CF _{min}	Koszt LCOE _{max} dla CF _{min}	Przyjęty jako w praktyce maksymalny CF _{min}	Koszt LCOE _{min} dla CF _{max}	Zmiana LCOE w zakresie CF _{max} - CF _{min}	Koszt LCOE dla VAT=8% (na urządzenie)	Zmiana LCOE przy obniżeniu VAT na urządz. z 23% do 8%
	[kW]	[zł/kW]	[zł/kW]	[godz./rok]	[zł/kWh]	[godz./rok]	[zł/kWh]	[godz./rok]	[zł/kWh]	[%]	[zł/kWh]	[%]
Mikro i małe elektrownie wiatrowe	50	8 600	207	900	1,20	600	1,85	1 200	0,92	50%	1,09	9%
Małe elektrownie wiatrowe	200	7 400	167	1 300	0,70	1 000	0,93	2 000	0,47	49%	0,64	9%
Mikro systemy fotowoltaiczne zintegrowane z budynkiem	10	7 819	256	900	1,20	700	1,67	1 100	0,97	42%	1,04	13%
Małe systemy fotowoltaiczne wolnostojące	100	7 709	140	1 000	1,10	700	1,55	1 200	0,91	41%	0,97	12%
Mikro i małe biogazownie rolnicze	50	29 009	5 885	7 200	1,50	5 500	1,78	8 000	1,25	30%	1,30	14%
Małe biogazownie rolnicze	250	15 313	3 457	8 000	0,80	6 500	0,85	8 500	0,67	22%	0,62	23%
Małe elektrownie wodne	75	17 400	1 310	4 000	0,75	3 500	0,87	6 000	0,51	41%	0,66	12%
Mikro i małe jednostki kogeneracyjne na biopłyn	50	7 861	5 911	5 500	1,25	4000	1,34	8 500	1,12	16%	1,21	3%

Zestawienie zbiorcze, nawet dla konkretnej mocy (planowana górna granica obowiązywania FiT) pokazuje niezwykle silne technologiczne zróżnicowanie CAPEX i OPEX (nawet przy zbliżonym LCOE), ale pokazuje też jak na wysokość LCOE dla konkretnej technologii wpływa wskaźnik wykorzystania mocy CF, który zależy od wyboru lokalizacji i jakości urządzeń i usług. Kwestie te związane np. ze szkoleniami i certyfikacją instalatorów, opracowaniem programów doboru instalacji i certyfikacji urządzeń, będą miały szczególne znaczenie w dopiero raczkujących w Polsce małej energetyce wiatrowej i fotowoltaice, gdzie ta sama instalacja może dać LCOE o 40-50% różnie w zależności od jakości usług i urządzeń. Jest to niezwykle ważne w przypadku energetyki prosumenckiej, gdzie inwestor nie jest profesjonalistą.

Aby dać czytelny sygnał i pobudzić rynek produkcji urządzeń zasadne wydaje się początkowe obniżenie podatku VAT na urządzenia. Ten instrument miałby szczególne przełożenie na LCOE w przypadkach gdy inwestor nie jest płatnikiem VAT (większość energetyki prosumenckiej). Obniżenie VAT z 23% do nawet tylko 8% na nowe, wysokiej jakości (certyfikowane) urządzenia pozwalałoby na obniżenie wysokości LCOE o ok. 10% dla małych biogazowni, systemów PV, MEWi i MEWo. Tym samym na wpłynęłoby na większą podaż urządzeń (możliwość spadku kosztów), większą konkurencję na rynku (jakość, wyższa konkurencyjność urządzeń certyfikowanych) oraz możliwość przesunięcia progu mocy w kierunku niższych i możliwości cennego społecznie i gospodarczo poszerzenia grupy beneficjentów systemu FiT i rozwoju krajowego przemysłu. Instrument w postaci niższej stawki podatku VAT pełniłby też rolę dodatkowego, elastycznego regulatora z uwagi na możliwość szybkiego cofnięcia ulgi wraz z poprawą konkurencyjności mikroinstalacji. Autorzy opracowania rekomendują takie dodatkowe wsparcie procesu wprowadzania systemu FiT w Polsce.

Podsumowując, pomimo tego że na analizowany w opracowaniu zupełnie nowy obszar regulacji wpływa wiele (działających w różnych kierunkach i nie zawsze dających się precyzyjnie określić) czynników, można jednak stwierdzić, że wyniki analiz potwierdziły potrzebę, zasadność i możliwości wprowadzenia FiT w Polsce oraz zweryfikowały stosunkowo dobrze przyjęte założenia dla systemu FiT w projekcie ustawy o OZE. Dotyczy to zarówno

ograniczonego zakresu technologicznego, jak i odpowiedniego zakresu mocy wybranych do wsparcia systemem FiT. Jednak dokładniejsze analizy kosztów produkcji energii przeprowadzone metodą LCOE wskazały na zasadność powiększenia listy technologii objętych systemem wsparcia FiT o mikrosystemy kogeneracyjne na biopłyny (jako technologię dużej elastyczności i uniwersalności, dobrze uzupełniającą pozostałe) oraz silniejsze wsparcie mikroinstalacji typu prosumenckiego w obrębie technologii fotowoltaicznych i wiatrowych. Analizy pokazały też, że system taryf proponowany dla biogazowni (które pomimo wielu korzyści są jedną z bardziej kosztownych technologii OZE) jest niewystarczający, aby bez innych systemów wsparcia (zarówno metoda LCOE i system taryf FiT zakładają w swej istocie brak innych, pozataryfowych instrumentów wsparcia) spowodować ich rozwój w zakresie mocy do 200 kW. Zarekomendowane w tabeli 5.4 korekty wysokości taryf FiT w ustawie o OZE, po ich uwzględnieniu w finalnej wersji nowej regulacji, zapewniłyby bardziej zrównoważony rozwój energetyki odnawialnej w Polsce i otworzyły drogę do spadku kosztów. Szerszy kontekst uzyskanych wyników (tabela 5.7) i rekomendowanych taryf wskazuje na niezwykle dużą różnorodność technologiczną, zależność od stanu rozwoju i jakości stosowanych technologii oraz usług instalatorskich i konieczność całościowego (np. stymulowanie krajowego przemysłu, zapewnienie jakości urządzeń i usług) i dynamicznego, popartego monitoringiem, podejścia do wprowadzania systemu FiT w Polsce oraz zapewnienia przejrzystej polityki informacyjnej w odniesieniu do tysięcy i milionów przyszłych uczestników rynku mikro- i małych technologii OZE.

Załącznik 1. Ocena kosztów ciepła z ciepłowni geotermalnych o mocy do 5 MWt

Wprowadzenie

Zasadnicza analiza w zakresie kosztów produkcji energii elektrycznej w celu określenia wysokości stałych taryf FiT na energię z tzw. mikro- i małych instalacji przeprowadzona w niniejszym opracowaniu, obejmowała wszystkie spotykane na rynku krajowym kluczowe technologie elektrowni OZE i wszystkie wykorzystywane do produkcji energii elektrycznej rodzaje odnawialnych zasobów energii, za wyjątkiem energii geotermalnej. Dlatego, zgodnie z umową z Zamawiającym, na bazie przeglądu literatury dodatkowo poddano analizie także koszty ciepła produkowanego w ciepłowniach geotermalnych o mocach do 5 MW⁵⁶. Wnioski z przeprowadzonych poniżej analiz są nieporównywalne (różne rodzaje nośników energii i różne skale mocy zainstalowanej oraz zdecydowanie różne okresy realizacji inwestycji) z wynikami uzyskanymi w efekcie oceny metoda LCOE (*Levelised Cost of Energy*) kosztów produkcji energii elektrycznej mikroinstalacjach i w małych instalacjach OZE omawianych wcześniej. Dlatego zdecydowano się umieścić tę część analiz w niniejszym załączniku do opracowania zasadniczego. Wobec dużego zakresu zmienności i niepewności danych oraz pomimo regularnego korzystania przez ciepłownie geotermalne z różnych od FiT systemów wsparcia (w szczególności dotacji i kredytów preferencyjnych) w analizach tych powinna być wykorzystana metoda LCOE (choć nie uwzględnia dotacji i innych form wsparcia), także z uwagi na konieczność zapewnienia porównywalności wyników.

Niniejsza analiza nie koncentruje się na opisie potencjałów zasobowych (dostępnych, statycznych, wydobywanych, dyspozycyjnych i w końcu eksploatacyjnych, choć nawiązano do ekonomicznych) poszczególnych rejonów geotermalnych w Polsce, ale uwagę skupiono głównie na zagadnieniach związanych z kosztami budowy i eksploatacji instalacji ciepłowniczych (tam gdzie to było możliwe - w warunkach polskich i na podstawie źródeł krajowych).

Syntetyczna ocena stanu rozwoju ciepłowni geotermalnych w Polsce i możliwości rozwoju

Obecnie w Europie funkcjonuje 212 geotermalnych systemów ciepłowniczych o całkowitej mocy 4,7 GW_t, najwięcej we Francji (42 instalacje) i Niemczech 26 instalacji i na Węgrzech (16 instalacji). W Polsce, o czym dalej, są 4 typowe ciepłownie geotermalne.

W drugiej połowie lat osiemdziesiątych XX wieku podjęto intensywne prace badawcze i wdrożeniowe nad zagospodarowaniem rozpoznanych uprzednio zasobów energii geotermalnej w Polsce. Przewidywano głównie zastosowanie energii geotermalnej w scentralizowanym ciepłownictwie komunalnym, a ponadto w zakresie eksperymentalnym w rolnictwie i hodowli ryb. Prace te doprowadziły do uruchomienia do końca 2006 r. kolejno następujących zakładów geotermalnych: Bańska Niżna na Podhalu (1993) z zasilaniem Zakopanego (2001), Pyrzyce (1997), Mszczonów (1999), Uniejów (2001) i Stargard Szczeciński (2005). Ponadto w Słomnikach k. Krakowa w 2002 r. uruchomiono instalację opartą na płytce zalegającym horyzoncie wodonośnym o temperaturze 17°C⁵⁷.

⁵⁶ Także, zgodnie z uzasadnieniem do projektu ustawy o OZE, produkcja energii elektrycznej z energii geotermalnej (w szczególności w mikro instalacjach) w najbliższych latach (planowany okres obowiązywania pierwszych taryf typu FiT to 2 lata) o ile się pojawi, będzie miała charakter pomijalny. Stąd też podjęta próba, na bazie przeglądu literatury, uwzględnienia także kosztów produkcji ciepła w większych instalacjach geotermalnych, rzędu 5 MW.

⁵⁷Kubski P. 2008. *Ciepłownia geotermalna w Stargardzie Szczecińskim i jej upadek*. Politechnika Gdańska („Instal” – nr 2/2008).

Historia wykorzystania geotermii w ciepłowniach geotermalnych w Polsce liczy sobie już 20 lat, od czasu gdy w 1993 uruchomiono geotermalny zakład doświadczalny o planowanej wówczas mocy docelowej 4,5 MW_t w Bańskiej Niżnej, przy Polskiej Akademii Nauk. Zakład geotermalny był potem dalej rozbudowywany, 86 MW_t, w tym 41 MW_t z geotermii. Ze względów badawczych i rozliczania środków publicznych przeznaczonych na jego budowę, zakład ciepłowniczy PEC Geotermia Podhalańska był przez cały pierwszy okres rozbudowy (1999-2003) monitorowany, także jego parametry kosztowe i ekonomiczne i wyniki tych badań syntetycznie przedstawiono na końcu niniejszej analizy jako tzw. studium przypadku.

Stan wykorzystania ciepłowni geotermalnych w Polsce na cele grzewcze i balneologiczne z tzw. głębokimi odwiertami (geotermia głęboka, w odróżnieniu od płytkiej zwyczajowo łączonej z pompami ciepła) przedstawiono w tabeli Z1. Zestawienie to bazuje na opracowaniu dr Beaty Kępińskiej, która podaje liczbę instalacji geotermalnych w Polsce, za wyłączeniem pomp ciepła⁵⁸.

Tabela Z.1. Wykorzystanie wód geotermalnych w Polsce.

Instalacja	Sposób wykorzystania	Maksymalna wydajność wody geot.	Maksymalna temperatura wody geot.	Moc zainstalowana/oszacowana		Wykorzys. / sprzedaż ciepła ²	
				całkowita	z geotermii	całkowita	z geotermii
				m ³ /h	°C	MW _t	MW _t
Podhale - ciepłownia	C	670	86	80,8	40,7	376	286,5
Pyrzyce – ciepłownia	C	340	61	48	14,8	100	60,0
Mszczonów - ciepłownia	C	60	41	10,2	2,7	56,9	15,1
Uniejów - ciepłownia	C	120	68	5,0	3,2	17,8	8,9
Kap. Geot. - Szyszowska, Zakopane ³	R + C	80	27	0,3	0,3	3,0	3,0
Terma Bukowina Tatrzańska ⁴	R /B + C	40	64,5	0,35	0,35	11	11
Termy Uniejów	R /B+ C	30	42	0,5	0,5	7,7	7,7
Uniejów - podgrzewanie boiska	I ^a	20	28	0,28	0,28	4,4	4,4
Aqua Park Zakopane	R	130	36 - 28	0,23	0,23	1,8	1,8
Termy Podhalańskie	R	25	38	0,14	0,14	5,0	5,0
Termy Mszczonowskie	R	15	32	0,07	0,07	2,2	2,2
Cieplice Śląskie Zdrój	B	27	36 - 39	0,3	0,3	10,0	10,0
Łądek Zdrój	B	50	20 - 44	0,7	0,7	12,0	12,0
Duszniki Zdrój	B, I ^b	20	19 - 21	0,05	0,05	0,7	0,7
Ciechocinek	B	204,5	27 - 29	1,9	1,9	2,8	2,8
Konstancin	B	9	21	0,01	0,01	0,2	0,2
Ustron	B	2,2	28 - 11	0,06	0,06	0,6	0,6
Iwonicz Zdrój	B	2,5	24,5	0,01	0,01	0,4	0,4
Rabka Zdrój ⁵	B	4,5	28				
Grudziądz-Marusza ⁵	B	20	20				
Lubatówka ⁶	I ^c	11,0	24,5				
Razem				149,9	66,3	612,5	432,3

Źródło B. Kępińska (2011).

Obecnie w trakcie realizacji są instalacje głównie o charakterze balneologicznym i rekreacyjnym ew. Toruniu, Gostyninie, Skierniewicach, Poddębicach oraz w Kleszczowie. Instalacja ciepłownicza w Stargardzie Szczecińskim, która upadła z przyczyn ekonomicznych, jest obecnie w trakcie zmian właścicielskich⁵⁹. Tabela Z1 podaje 21 instalacji geotermalnych, z których tylko 7 ma koncesje na sprzedaż ciepła z ciepłowni geotermalnych, ale tylko cztery z nich zbudowane zostały wyłącznie do celów grzewczych. Pozostałe instalacje to zakłady nastawione na cele

⁵⁸Kępińska B. 2011: *Przykłady funkcjonujących obiektów geotermalnych wykorzystywanych w celach rekreacyjnych – możliwości rozwoju w Polsce*. Prezentacja na konferencji Greenpower 2011, 3 Międzynarodowy kongres energetyki odnawialnej.

⁵⁹Chowaniec J. 2012. *Dotychczasowy stan rozwoju geotermii w Polsce i naturalne warunki jej rozwoju*. Prezentacja podczas XLIII spotkania Forum „Energia-Efekt –Środowisko, NFOŚiGW w dn. 24.08.2012.

rekreacyjne i balneologiczne i trudno w takich przypadkach mówić wyłącznie o kosztach produkcji ciepła, w oderwaniu od sprzedaży ich zasadniczych usług w sferze zdrowia i rekreacji. Znaczna część tych znacznie mniejszych, budowanych ostatnio obiektów uzyskała wsparcie z funduszy UE (RPO). Pomimo zastoju w ciepłownictwie geotermalnym, w Polsce w dalszym ciągu planuje się jednak wykorzystanie zasobów geotermalnych do produkcji głównie ciepła, a nawet do produkcji energii elektrycznej w wybranych lokalizacjach w okolicach Konina czy Gorzowa^{60,61}. Do produkcji energii elektrycznej w systemie binarnym wykorzystać można wody o temperaturze powyżej 74 st. C⁶², jednak zwyczajowo przyjmuje się, że w tym systemie zakres temperatury wynosi 80-170 st. C. Energię elektryczną można wytwarzać również w systemach binarnych ORC dla mocy 5-10 MW_{el},⁶³. W Uniejowie trwają próby nad wykorzystaniem energii geotermalnej do produkcji ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu przy wykorzystaniu biomasy jako dodatkowego źródła ciepła. Trwają też wstępne badania nad wdrożeniem na ternie Polski geotermii opartej na systemie wzbudzanym EGS i produkcji energii elektrycznej (w ramach bań przebadano kilka możliwych lokalizacji min. w Sudetach i na Lubelszczyźnie). Systemy takie wydają się być jednak mało realnymi do rozpowszechnienia w Polsce przed 2020 rokiem (w wybranych lokalizacjach w Niemczech i we Francji koszty produkcji energii elektrycznej sięgają obecnie nawet 300 USD/MWh)^{63,64}.

W „Krajowym planie działań w zakresie energii ze źródeł odnawialnych” (KPD) z 2010 roku prognozowany jest wzrost produkcji ciepła z energii geotermalnej do ok. 178 ktoe w 2020 r., nie włączając energii wytworzonej z zastosowaniem pomp ciepła, której produkcja wyniesie ok. 148 ktoe. Według KPD w latach 2010-2020 możliwy jest prawie 6-krotny wzrost mocy zainstalowanej w pompach ciepła, ale nie przewiduje się znaczącego wzrostu udziału geotermii głębokiej. W ekspertyzie Instytutu Energetyki Odnawianej dla Ministerstwa Gospodarki z 2007 roku⁶⁵ podjęto próbę oceny potencjału ekonomicznego ciepłowniczego geotermii głębokiej na tle innych krajowych odnawialnych zasobów energetycznych. Pomimo, iż potencjał dostępnych zasobów jest znacznie wyższy, uznano, że potencjał rynkowy geotermii głębokiej (potencjał zasobów eksploatacyjnych ograniczony uwarunkowaniami geologicznymi) w Polsce w perspektywie 2020 r będzie znacznie mniejszy. Przyjmując, że inwestycje odbywać się będą w korzystnych lokalizacjach, i zakładając stosunkowo niski (w polskich warunkach) wskaźnik całkowitych nakładów finansowych na 1 kW_t mocy ciepłowni geotermalnej – rzędu 5500 zł (tzn. uwzględniono tylko najlepsze lokalizacje, gdzie można było uniknąć kosztów rozbudowy sieci ciepłowniczej), KPD ocenia, że realne jest zbudowanie i oddanie do użytku przed 2020 r. ok. 150 MW_t nowych mocy cieplnej w geotermii głębokiej. Przy całorocznej eksploatacji systemy te mogłyby wyprodukować na potrzeby odbiorców 4 050 TJ, głównie w postaci energii w ciepłej wodzie użytkowej.

⁶⁰Barbacki A. 2012 *Classification of geothermal resources in Poland by exergy analysis—Comparative study*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 16, Issue 1, January 2012, Pages 123-128.

⁶¹Jarosiński M. 2012. *Niekonwencjonalne wykorzystanie energii geotermalnej i przestrzeń do dalszych badań*. Prezentacja podczas XLIII spotkania Forum „Energia-Efekt –Środowisko, NFOŚiGW w dn. 24.08.2012

⁶²Chandrasekhar D. Bundschuh J 2008. *Low-Enthalpy Geothermal Resources for Power Generation* Taylor & Francis 2008 ISBN: 978-0-415-40168-5, eBook ISBN: 978-0-203-89455-2 DOI: 10.1201/9780203894552.ch3

⁶³Dumas. P. EGEC.2011. *Prospects of Geothermal Energy in Europe*. Prezentacja European Geothermal Energy Council Ateny: 18/03/2011. Prezentacja na GEOFAR EUROPEAN CONFERENCE INNOVATIVE SOLUTIONS FOR GEOTHERMAL ENERGY FINANCING, 17 – 18 Marca, 2011

⁶⁴The Geothermal Panel of the European Technology Platform on Renewable Heating and Cooling (ETP-RHC).2010. Vision 2020– 2030 URL:

http://www.eurogeologists.de/images/content/panels_of_experts/geothermal_energy/ETP-RHC_Geothermal%20vision%202020.pdf

⁶⁵Wiśniewski G. (red.) *Ocena możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii do 2020 roku*. Ekspertyza Instytutu Energetyki Odnawianej dla Ministerstwa Gospodarki. Warszawa 2007 rok.

Na świecie funkcjonują ciepłownie geotermalne poniżej 5 MW_t, zazwyczaj jednak ich moc jest większa niż 10 MW_t. Przykładem kraju o dużej popularności mniejszych ciepłowni są Stany Zjednoczone. Najniższa odnotowana tam temperatura źródła (37 st. C) pozwoliła na zainstalowanie ciepłowni geotermalnej o mocy 1,1 MW_t⁶⁶. Nie można jednak doświadczeń amerykańskich przenieść bezpośrednio do Polski bez uwzględnienia warunków klimatycznych i ekonomicznych oraz podatkowych.

Przykładowo na Niżu Polskim najwyższe wartości mocy cieplnej hipotetycznego dubletu geotermalnego występują w centralnej części Niecki Mogileńsko - Łódzkiej i wynoszą od 5 do 25 MW_t. Niższe wartości mocy cieplnej takiego dubletu charakteryzują obszar Niecki Warszawskiej od 2,5 do 5 – 7 MW_t. Lokalnie, moc powyżej 2,5 MW_t, możliwa jest do pozyskania w północnej i wschodniej części Niecki Szczecińskiej. Na pozostałych obszarach występowania wodonośnych tworów kredy dolnej wartości mocy cieplnej nie przekraczają 2,5 MW_t⁵⁷.

Koszt produkcji ciepła

Realizując projekty geotermalne dąży się przede wszystkim do minimalizacji dwóch rodzajów ryzyka inwestycyjnego⁶⁷:

- Ryzyko geologiczne, do którego zalicza się: zbyt małe możliwości skał zbiornikowych do przyjmowania wody powrotnej, spadek temperatury w otworze eksploatacyjnym, gorsze od przewidywalnych parametry fizykochemiczne wody termalnej (mineralizacja, pH, zawartość CO₂, mniejsze od zakładanych zasoby kolektora, niższa niż oczekiwano temperatura wody, 'suchy otwór' lub niewystarczająco duży kolektor.
- Ryzyko gospodarcze, do którego zalicza się: istnienie lub brak akceptacji społecznej dla inwestycji, brak dostatecznie rozbudowanej sieci przesyłowej, charakter terenu (duże różnice poziomów), gospodarczy rozwój regionu.

Na wysokość kosztów ciepła dla ciepłowni geotermalnej, w warunkach polskich wpływają (Górecki 2003⁶⁸, Barbacki 2012⁶⁰):

Parametry hydrogeologiczne otworu geotermalnego:

- maksymalna wydajność,
- temperatura,
- głębokość,
- entalpia.

Sposób eksploatacji otworu geotermalnego:

- stopień eksploatacji (wykorzystania maksymalnej wydajności),
- prędkość wypływu – czym mniejsza tym koszty wyższe,
- prędkość ochładzania się źródła geotermalnego w wyniku eksploatacji,
- rozprowadzanie ciepła do odbiorców końcowych (koszt sieci dystrybucyjnej oraz straty ciepła na przesył),
- sprawność odzysku energii.

Zewnętrzne uwarunkowania:

- warunki klimatyczne (stopniodni),
- warunki finansowania,
- sytuacja rynkowa innych paliw i energii (np. w kotłowniach szczytowych).

⁶⁶Thorsteinsson H., Tester W. 2010. *Barriers and enablers to geothermal district heating system development in the United States*. Energy Policy, Volume 38, Issue 2, February 2010, Pages 803-813

⁶⁷ Socha M. 2012. *Ekonomiczne aspekty wykorzystania energii w Polsce*. Prezentacja podczas XLIII spotkania Forum „Energia-Efekt –Środowisko, NFOŚiGW w dn. 24.08.2012.

⁶⁸Barbacki A. 2012. *Classification of geothermal resources in Poland by exergy analysis—Comparative study*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 16, Issue 1, January 2012, Pages 123-128

Do obliczenia kosztów ciepła geotermalnego Polscy autorzy⁶⁹ proponują następujący wzór, przy czym koszt może być liczony u źródła bądź u odbiorcy końcowego:

$$KJ = [I(CRF) + KOP]/QS[\text{PLN/GJ}]$$

KJ- dyskontowany koszt ciepła

I(CRF) – dyskontowany koszt kapitału początkowego

KOP- roczne koszty operacyjne

QS – roczna wartość sprzedaży ciepła

Koszt produkcji ciepła - geotermia płytka

Niestety w Polsce nie ma aktualnych, szerszych analiz kosztów ciepła z nowobudowanej typowej ciepłowni geotermalnej. Nie dysponując większą ilością krajowych danych o aktualnych, rzeczywistych kosztach, dokonano także przeglądu kosztów budowy i kosztów pozyskania ciepła geotermalnego w systemach ciepłowniczych na świecie i ich konkurencyjności z innymi źródłami w różnych obszarach zastosowań.

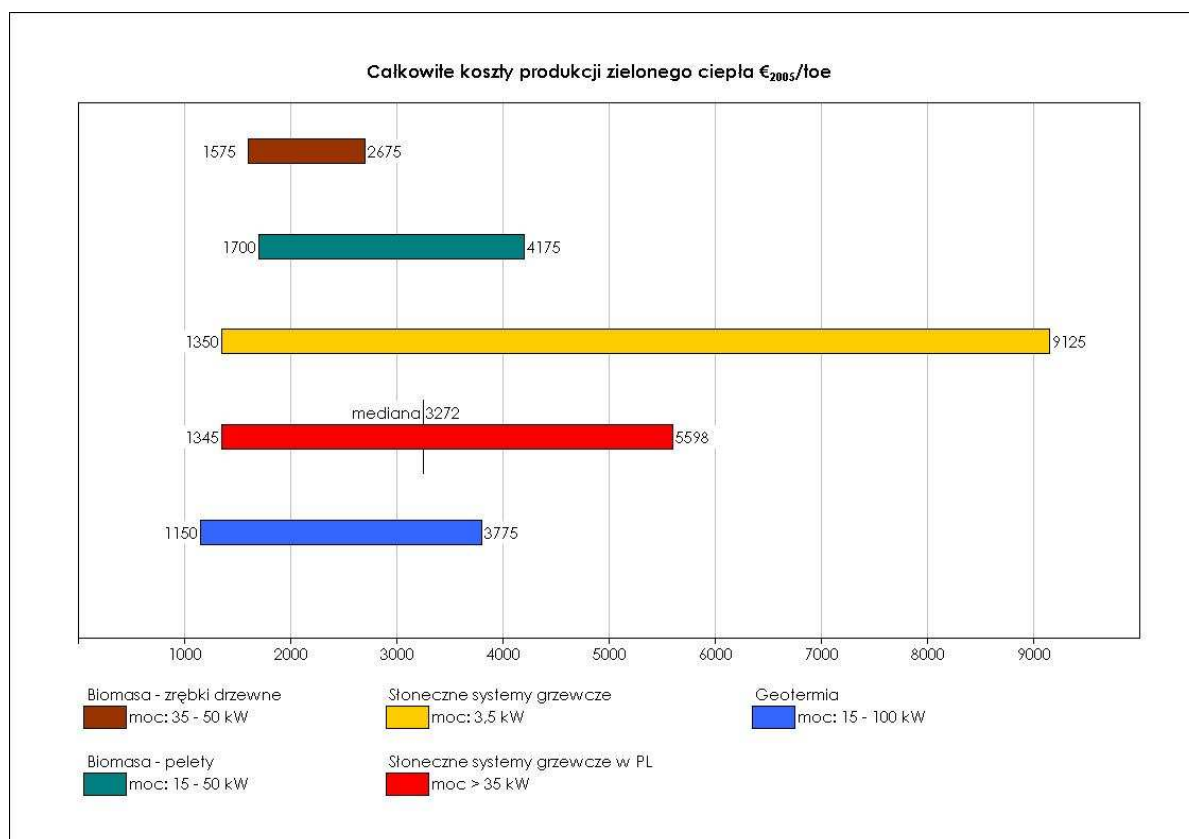
Wiarygodne, choć nie najświeższe dane o kosztach ciepła przedstawiono w dokumencie Komisji Europejskiej: „*Źródła Energii, Koszty Produkcji i Eksploatacji technologii wytwarzania energii elektrycznej, produkcji ciepła i transportu*”⁷⁰. Dokonano w nim porównania różnych technologii wytwarzania energii, włącznie z systemami energetyki odnawialnej z punktu widzenia ekonomiki oraz emisji gazów cieplarnianych. Choć technologie „zielonego ciepła” zostały ujęte w skromniejszym zakresie niż np. technologie zielonej energii elektrycznej, jest to, zdaniem autorów niniejszego opracowania, jedno z bardziej wiarygodnych, aktualnych i oficjalnych źródeł, mogących służyć jako podstawa, również do oceny ekonomicznej różnych technologii OZE. Dokument został sporządzony, na podstawie danych kosztowych dotyczących technologii dostępnych w UE. Wszystkie koszty, aby móc je porównać, zostały sprowadzone do €₂₀₀₅, na podstawie średniorocznej stopy wzrostu inflacji dla Strefy Euro, zgodnie z danymi Eurostat (po uprzednim ewentualnym przeliczeniu na € z innych walut wg średniego kursu wymiany w danym roku). Podstawowymi wskaźnikami umożliwiającymi porównanie opłacalności ekonomicznej poszczególnych technologii, których użyto są: nakłady inwestycyjne, koszty eksploatacyjne oraz całkowite koszty produkcji energii.

Całkowity koszt produkcji ciepła z różnych źródeł OZE, z uwzględnieniem nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacyjnych w całym cyklu życia rozproszonych instalacji ciepłowniczych przedstawiono na rys. Z.1.3., wyrażone w €₂₀₀₅/toe (99-324 €₂₀₀₅/MWh). Rysunek poniżej przedstawia jedynie koszty dla geotermii płytkiej (pompy ciepła) o mocy 15-100 kW_t. European Technology Platform podaje, że koszty te w 2009 roku wynosiły – 50-100 /MWh dla dużych geotermalnych pomp ciepła oraz 90-150 EUR/MWh dla mniejszych instalacji. Przewiduje się, również, że koszty te do roku 2030 spadną o 10% w porównaniu z rokiem 2009⁷¹.

⁶⁹Górecki W., Kozdra T., Kuźniak T., Myśko A., Strzetelski W. 2003. *Geothermal-energy resources in the Polish Low lands and the possibility of their industrial utilization*. Applied Energy, Volume 74, Issues 1–2, January–February 2003, Pages 53-64.

⁷⁰Commission of the European Communities. 2008. *Energy Sources, Production Costs and Performance of Technologies for Power Generation, Heating and Transport*, SEC(2008)2872, Bruksela.

⁷¹The Geothermal Panel of the European Technology Platform on Renewable Heating and Cooling (ETP-RHC). 2010. Vision 2020– 2030 URL: http://www.eurogeologists.de/images/content/panels_of_experts/geothermal_energy/ETP-RHC_Geothermal%20vision%202020.pdf



Rysunek Z.1. Całkowite koszty produkcji „zielonego ciepła” dla różnych technologii w UE. Źródło: Komisja Europejska 2008⁷⁰.

Wg powyższego opracowania w Europie, instalacje płytkiej geotermii są konkurencyjną technologią wytwarzania ciepła z OZE, także w odniesieniu do najbardziej konkurencyjnej w Polsce termicznej energetyki słonecznej.

Koszt produkcji ciepła - geotermia głęboka

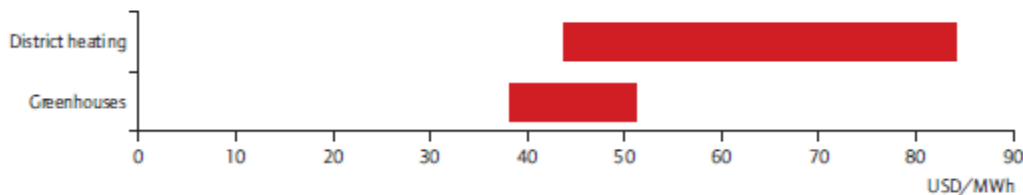
Niestety w Polsce nie ma aktualnych, szerszych analiz kosztów ciepła z geotermii głębokiej. Nie dysponując większą ilością krajowych danych o aktualnych, rzeczywistych kosztach ciepłowni geotermalnych dokonano także przeglądu kosztów budowy i kosztów pozyskania ciepła geotermalnego w systemach ciepłowniczych na świecie.

Na koszt produkcji ciepła z geotermii głębokiej składa się wiele czynników takich jak koszt odwiertów, konieczność rozbudowy sieci ciepłowniczej, zastosowana technologia⁷².

Na rysunku Z2. Międzynarodowa Agencja Energetyczna IEA w nowym opracowaniu z 2011 roku⁷³ podaje szeroki zakres kosztów ciepła geotermalnego na świecie, zależnych od warunków lokalnych.

⁷² GEOFAR. 2011. *Emerging Financing Scheme for Fostering Investment in the Geothermal Energy Sector*. URL: http://www.energia.gr/geofar/articlefiles/geofar_report_eng_web.pdf

⁷³ International Energy Agency. 2011. *IEA Technology Roadmaps. Geothermal Heat and Power*. ISSN: 2218-2837 (online) DOI:10.1787/22182837 ISBN : 9789264118485 (PDF).



Rys. Z.2 Koszt produkcji ciepła geotermalnego w ciepłowni.
Oznaczenia: *district heating* -ciepłownie, *greenhouses*–szklarnie.
Źródło: IEA 2011⁷³

European Technology Platform podaje, że koszty te w 2009 roku wynosiły – 40-80 EUR/MWh dla geotermalnego ogrzewania sieciowego⁷⁴. Natomiast EGEC podaje, że w 2010 roku wynosiły 3-8 EUR/toe (35-93 EUR/MWh). Przewiduje się, że do roku 2020 zmniejszą się one do poziomu 35-70 EUR/MWh⁷⁵.

W ciepłowniach geotermalnych znajdujących się na terenie Polski koszty produkcji ciepła kształtowały się następująco: Podhale- 73,87 zł/GJ (2006 r.), Pyrzyce 65,22 zł/GJ (2005 r.)⁷⁶, co odpowiada ok. 80 USD/MWh i 70 USD/MWh.

Mapa drogowa opracowana przez IEA (2011) proponuje następujące działania, które będą miały wpływ na zmniejszenie kosztów energii geotermalnej:

- dalsze prace nad obniżaniem kosztów wierceń⁷⁷,
- wykorzystanie systemów kaskadowych,
- wykorzystanie energii na potrzeby chłodzenia w okresie poza sezonem grzewczym.

Nakłady inwestycyjne

Nakłady inwestycyjne dla ciepłowni geotermalnych na świecie wg IEA⁷⁸ zależą od warunków lokalnych i wyniosły 571-1 566 USD/kWt. Stefánsson⁷⁹ dzieli koszty instalacji geotermalnej na „naziemne” i „podziemne” i podkreśla również koszty wykonania odwiertów geotermalnych jako istotne dla całości inwestycji. Analiza struktury nakładów dla ciepłowni geotermalnej na Podhalu wykazała, że tylko 3 kategorie nakładów odróżniają ciepłownię geotermalną od ciepłowni opartych na innym paliwie, są to⁸⁰:

- otwory,
- wymienniki ciepła,
- ciepłownia geotermalna.

⁷⁴ The Geothermal Panel of the European Technology Platform on Renewable Heating and Cooling (ETP-RHC) 2010. Vision 2020– 2030 URL:

http://www.eurogeologists.de/images/content/panels_of_experts/geothermal_energy/ETP-RHC_Geothermal%20vision%202020.pdf

⁷⁵ European Geothermal Energy Council. 2011. *Geothermal H&C Action Plan*.

URL: <http://egec.info/wp-content/uploads/2011/02/Geothermal-Action-Plan.pdf>

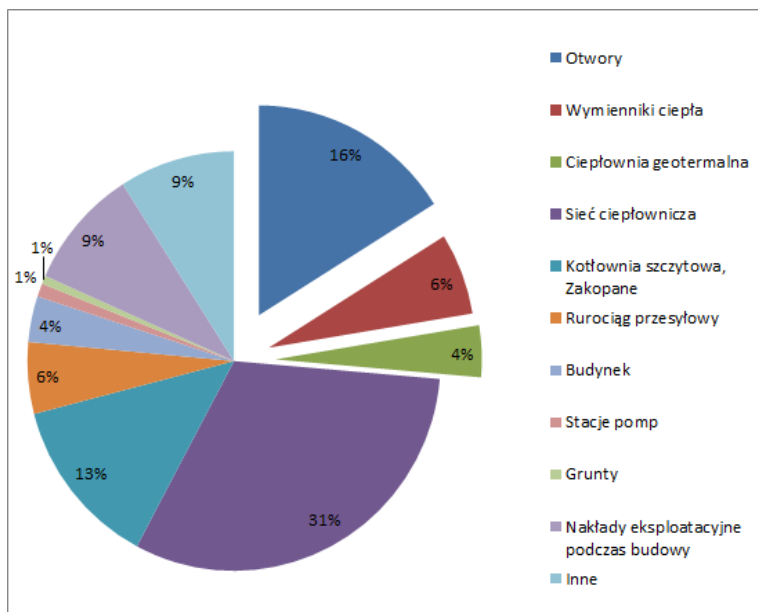
⁷⁶ Bujakowski H i in. 2007. GTR-H Deficient regulation- Poland's country report. IEE project. URL: http://eaci-projects.eu/iee/files/show.jsp?att_id=8083&place=pa&url=D_6%20Target%20Countries%20Reports.zip&prid=1603

⁷⁷ taki system jest w Mszczonowie

⁷⁸ International Energy Agency. 2011. *IEA Technology Roadmaps. Geothermal Heat and Power*. ISSN: 2218-2837 (online) DOI:10.1787/22182837 ISBN : 9789264118485 (PDF)

⁷⁹Stefánsson V .2002. *Investment cost for geothermal power plants*. Geothermics, Volume 31, Issue 2, April 2002, Pages 263-272.

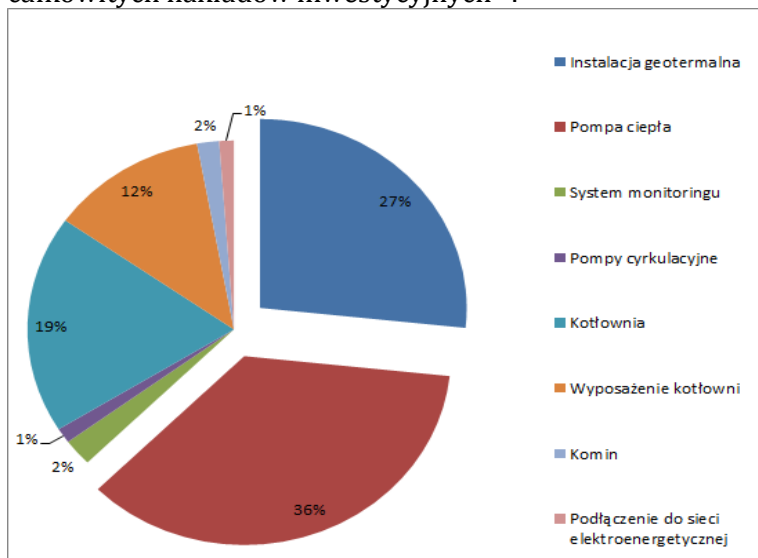
⁸⁰ KWI Consultants&Engineers, EC BREC IEO. 2003.*Monitorowanie redukcji CO2 związanej z budową ciepłowni geotermalnej na Podhalu Sprawozdanie z działalności i ocena wyników realizacji projektu w roku 2002*. Projekt na zlecenie Banku Światowego.



Rys. Z.3 Struktura nakładów inwestycyjnych dla PEC Geotermia Podhalańska 1999-2002. Źródło: opracowanie własne na podstawie KWI i IEO 2003⁸⁰.

Razem koszty, typowe tylko dla instalacji geotermalnej (w tym 2 dublety odwiertów), stanowiły ponad 25% całkowitych nakładów inwestycyjnych. Bardzo duży udział kosztów stanowiły koszty rozbudowy sieci (31%), należy podkreślić, że ciepłownie geotermalne mogą być z powodzeniem realizowane w miejscach, które sieć ciepłowniczą już posiadają, co wpłynie w znacznym stopniu na obniżenie nakładów inwestycyjnych.

Dla geotermii w Mszczonowie, nakłady związane z samą instalacją geotermalną wynosiły 25% całkowitych nakładów inwestycyjnych⁸¹.



Rys. Z.4 Struktura nakładów inwestycyjnych dla Geotermia Mazowiecka S.A. - Zakład Mszczonów. Źródło: opracowanie własne na podstawie Bujakowski i in. 2007⁸⁹.

⁸¹ Bujakowski H i in. 2007. GTR- H Deficient regulation- Poland's country report. IEE project. URL: http://eaci-projects.eu/iee/files/show.jsp?att_id=8083&place=pa&url=D_6%20Target%20Countries%20Reports.zip&prid=1603

W opracowaniu dla Komisji Europejskiej (2011)⁸² wymieniono nakłady inwestycyjne dla różnych zakresów mocy cieplnej dla instalacji budowanych w Europie – tabela Z.2.

Tabela Z.2 Parametry inwestycyjne instalacji geotermalnych ciepłowniczych w UE.

Koszty inwestycyjne instalacji geotermalnych ciepłowniczych		
Nakład inwestycyjny [€/kW _t]	Sprawność	Typowa moc instalacji [MW _t]
800	0,9	10
1200-1500	0,88	5
2000-2200	0,87	0,5-1

Dane te można uznać za referencyjne, o ile dotyczą budowy ciepłowni geotermalnej w dobrych lokalizacjach z uwagi na przyczyny geologiczne i rynkowe (dostęp do sieci ciepłowniczej). W tym zakresie mieszczą się też nakłady inwestycyjne najnowszej polskiej ciepłowni geotermalnej w Uniejowie – tabela Z3.

Tabela Z.3 Struktura nakładów inwestycyjnych w ciepłowni geotermalnej w Uniejowie (3,2 MW_t).

odwierty geotermalne	30 000 000,00	zł
instalacja geotermalna naziemna (rurociągi łączące odwierty i tłoczące wodę do wymienników) w zależności od długości	1 000 000	zł
wymienniki ciepła c.o. 2szt.	700 000	zł
zestaw hydroforowy	300 000	zł
pompa wspomagająca w otworze eksploatacyjnym	120 000	zł
Razem	32 120 000	zł
Koszt jednostkowy	10 037 500	zł/MW _t
Koszt jednostkowy	2 389 880,95	EUR/MW _t

Źródło: Ciepłownia Uniejów

Publikacje poświęcone tematyce efektywności ekonomicznej instalacji geotermalnych w głównej mierze skupiają się na kosztach odwiertów. Koszty odwiertów geotermalnych są zależne od głębokości wierceń oraz od tego czy odwiert następuje na nieznanym czy przebadanym już terenie. Odwierty próbne trwają zazwyczaj przez kilkanaście tygodni, a końcowy rezultat znalezienia wydajnego źródła ciepła jest niepewny; dlatego etap poprzedzający budowę urządzeń naziemnych musi być poprzedzony opracowaniem technicznego *due diligence*⁷⁹.

Inaczej niż w przypadku innych odnawialnych źródeł energii, gdzie zasoby da się stwierdzić ze 100% pewnością w przypadku geotermii pewność można mieć dopiero po wykonaniu odwiertu. Same jednostkowe koszty wykonania odwiertu mają tendencję spadkową, natomiast nie można postawić znaku równości pomiędzy kosztem odwiertu a wykonaniem otworu geotermalnego ze względu na duże ryzyko nie natrafienia na odpowiednio wydajne źródło. Ważne jest również występowanie mechanizmów niwelujących ryzyko podejmowania odwiertów w sytuacji gdy ostateczny wydajność jest niepewna⁸³. W sierpniu 2011 NFOŚiGW ogłosił, że instytucja ta rozważa możliwość utworzenia funduszu gwarancyjnego, który zmniejszyłby geologiczne ryzyko realizacji instalacji geotermalnych w Polsce⁸⁴.

⁸²http://ec.europa.eu/energy/renewables/studies/doc/renewables/2011_financing_renewable.pdf

⁸³Sacher H., Schiemann R.. 2010. *When do deep drilling geothermal projects make good economic sense?* Renewable Energy Focus, Volume 11, Issue 5, September–October 2010, Pages 30-3

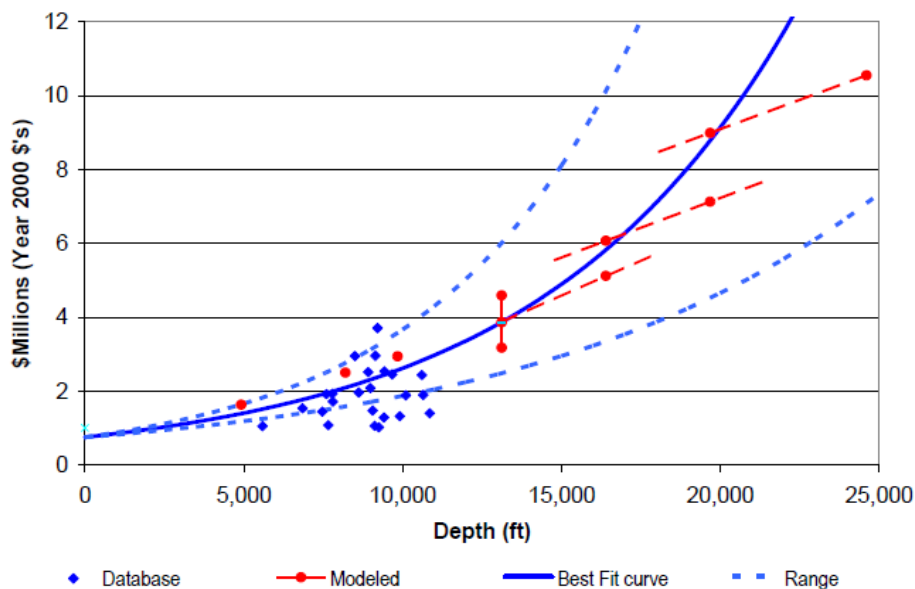
⁸⁴ XLIII spotkanie Forum „Energia-Efekt –Środowisko, NFOŚiGW w dn. 24.08.2012.

Mansure i Blankenship⁸⁵ określają wzór do liczenia kosztów odwiertów geotermalnych:

$$Ie^{\alpha \text{ depth}}$$

gdzie:

- $\alpha=0.000125$
- *depth*- głębokość odwiertu wyrażona w stopach angielskich
- I – 750 000 USD'2000



Rys. Z.5. Zależność kosztów odwiertu od głębokości (Mansure i Blankenship 2008)
5000 ft=1.524 km. Źródło: Mansure i Blankenship 2008⁸⁶

W Polsce głębokość występowania wód geotermalnych, które mogą być przeznaczone do celów ciepłowniczych waha się od 1 do 4 km⁸⁷, a koszt wykonania odwiertów odpowiada większości realizacji inwestycji w warunkach amerykańskich - rysunek Z.6.

Obecnie funkcjonuje 10 otworów geotermalnych, kolejne 2 są w trakcie budowy – rys. Z.6:

⁸⁵Mansure, A. J.; Blankenship, D. A. *Geothermal Well Cost Update 2011*. 2011. Geothermal: Sustainable, Green Energy A Journal Geothermal Resources Council Volume35 Pages189-192 Geothermal Resources Council, California Resources Council 2011 Annual Meeting, October 23-26, 2011, San Diego, California. ISSN/ISBNISSN: 0193-5933; ISBN: 0-934412-96-0

⁸⁶Mansure, A. J.; Blankenship, D. 2008. *Geothermal Well Cost Analyses*. Journal Geothermal Resources Council Transactions Volume 32 Pages 43-48 Geothermal Resources Council Geothermal Resources Council 2008 Annual Meeting, October 5-8, 2008, Reno, Nevada ISSN/ISBNISSN: 0193-5933; ISBN: 0-934412-93-6.

⁸⁷ Kępińska B. 2011. *Przykłady funkcjonujących obiektów geotermalnych wykorzystywanych w celach rekreacyjnych – możliwości rozwoju w Polsce*. Prezentacja na konferencji Greenpower 2011, 3 Między narodowy kongres energetyki odnawialnej.

Lokalizacja/nazwa otworu	Q _{eks} [m ³ /h]	Temp. [°C]	Min. [g/dm ³]
Wykorzystywane:			
Zakopane/ Zakopane IG-1	50	37	0,36
Zakopane/ Zakopane -2	80	26	0,33
Zakopane/Szymoszkowa GT-1	80	27	0,38
Bańska Niżna/Bańska IG-1	120	82	2,7
Bańska Niżna/Bańska PGP-1	550	86	3,12
Biały Dunajec/ Biały Dunajec PAN-1	200 (chłonność)	82	2,6
Biały Dunajec/ Biały Dunajec PGP-2	400 (chłonność)	86	2,7
Bukowina/Bukowina Tatr. PIG/PNIG-1	40	64,5	1,49
Murzasichle/Zasadnia IG-1	25	22,0	0,19
Białka/Białka Tatrzańska GT-1	38	73	1,79
Będące w trakcie budowy:			
Witów/Chochołów IG-1	120	82	1,24
Poronin/Poronin PAN-1	70	63	1,14
Niewykorzystywane:			
Zakopane/Furmanowa IG-1	90	60,5	0,58
Witów/Siwa Woda-IG-1	4,0	20	0,42

Rys. Z.6. Otwory geotermalne w Polsce. Źródło: Chowaniec J. 2012 ⁸⁸

Ze względu na wysokie koszty nowych wierceń, powinno się zwracać uwagę na odwierty już istniejące, w których stwierdzono wody geotermalne, a które dotychczas nie zostały zagospodarowane. Przykładem może być ośrodek rekreacyjny w Szaflarach „Termy Podhalańskie”, który do swojej działalności wykorzystuje wykonany wcześniej otwór, wykorzystywany także w ciepłownictwie czy ciepłownia w Uniejowie, która wykorzystuje odwierty powstałe w trakcie poszukiwań ropy i gazu⁸⁹. W rejonie Niecki Podhalańskiej wykonano około dwudziestu takich otworów wiertniczych w celu eksploatacji wód termalnych. Niektóre z dotychczas niewykorzystanych charakteryzują się bardzo dobrymi parametrami eksploatacyjnymi wód, tak termicznymi jak i wysoką wydajnością, co pozwala na ich szerokie zagospodarowanie w ciepłownictwie⁹⁰.

Prawidłowe oszacowanie parametrów hydrologicznych otworu geotermalnego ma ogromne znaczenie dla ekonomiki inwestycji, o czym świadczy przykład Stargardu Szczecińskiego, gdzie nie uzyskano zakładanych parametrów: 4 MW_t, zamiast planowanych 14 MW_t. Temperatura wody geotermalnej przez pierwsze kilkanaście miesięcy wynosiła ok. 86°C, zamiast ok. 93°C zakładanych przez geologów. W roku 2007 nastąpiło nagłe obniżenie temperatury wody geotermalnej do zaledwie 53°C. Kłopoty z wydajnością otworu geotermalnego doprowadziły ciepłownię do stanu upadłości⁹¹. Obecnie trwają zmiany właścicielskie a nowy inwestor opracuje plan naprawczy⁹².

Niniejsze opracowanie nie obejmuje oceny krajowych zasobów geotermalnych ale pomocne do oszacowania wstępnej oceny otworów, przez przyszłych inwestorów czy też samorządy mogą być atlasy geotermalne⁹³:

- Atlas zasobów geotermalnych formacji mezozoicznej na niżu Polskim (2006)

⁸⁸ Chowaniec J. 2012. *Dotychczasowy stan rozwoju geotermii w Polsce i naturalne warunki jej rozwoju*. Prezentacja podczas XLIII spotkania Forum „Energia-Efekt – Środowisko, NFOŚiGW w dn. 24.08.2012.

⁸⁹ Bujakowski H i in. 2007. GTR-H Deficient regulation- Poland's country report. IEE project. URL: http://eaci-projects.eu/iee/fileshow.jsp?att_id=8083&place=pa&url=D_6%20Target%20Countries%20Reports.zip&prid=1603

⁹⁰ Batkiewicz K. 2010. *Propozycje zagospodarowania istniejących a niewykorzystanych otworów wiertniczych w rejonie Podhala* Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energii Polskiej Akademii Nauk nr 77, rok 2010.

⁹¹ Kubski P. 2008. *Ciepłownia geotermalna w Stargardzie Szczecińskim i jej upadek* - Politechnika Gdańska („Instal” – nr 2/2008.

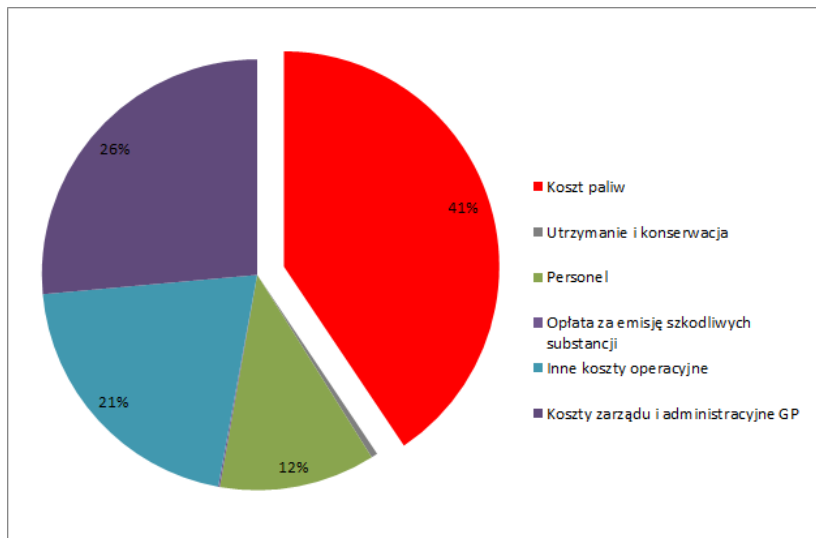
⁹² Wypowiedź podczas XLIII spotkania Forum „Energia-Efekt – Środowisko, NFOŚiGW w dn. 24.08.2012.

⁹³ Jarosiński M. 2012. *Niekonwencjonalne wykorzystanie energii geotermalnej i przestrzeń do dalszych badań*. Prezentacja podczas XLIII spotkania Forum „Energia-Efekt – Środowisko, NFOŚiGW w dn. 24.08.2012

- Atlas wód i energii geotermalnej Karpat Zachodnich (2011)
- Ocena potencjału, bilansu cieplnego i perspektywicznych struktur geologicznych dla potrzeb zamkniętych systemów geotermicznych (HDR) w Polsce (2013)
- Bank wód zaliczanych do kopalin (w realizacji)
- Model numeryczny 3D pokrywy osadowej Polski (w realizacji)
- oraz informacje w zasobach państwowego Instytutu Geologicznego (PIB) nt. parametrów ok. 700 otworów na terenie całej Polski powstałych w trakcie poszukiwań ropy i gazu:

Koszty operacyjne

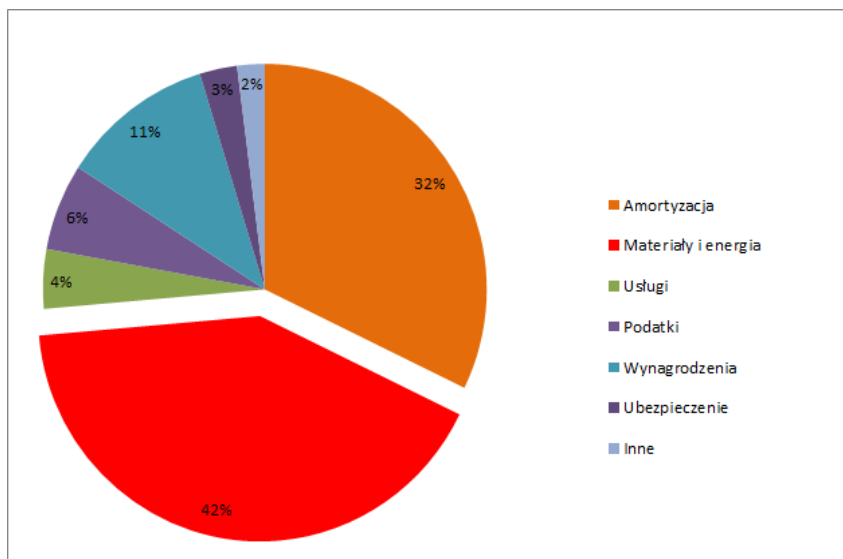
W warunkach polskich występują wody geotermalne o niskiej entalpii⁹⁴, temperatura wód geotermalnych w Polsce waha się od 20 do 90 st. C⁸⁷, co oznacza, że w większości przypadków temperatura wody jest niewystarczająca, aby stanowić samodzielne źródło ciepła dla zakładów ciepłowniczych. Źródło geotermalne będzie zatem wspomagane systemem produkcji ciepła z innego paliwa w postaci kotła szczytowego. Koszt zakupu dodatkowego paliwa stanowił znaczący udział w kosztach operacyjnych w PEC Geotermia Podhalańska- 41% w roku 2002.



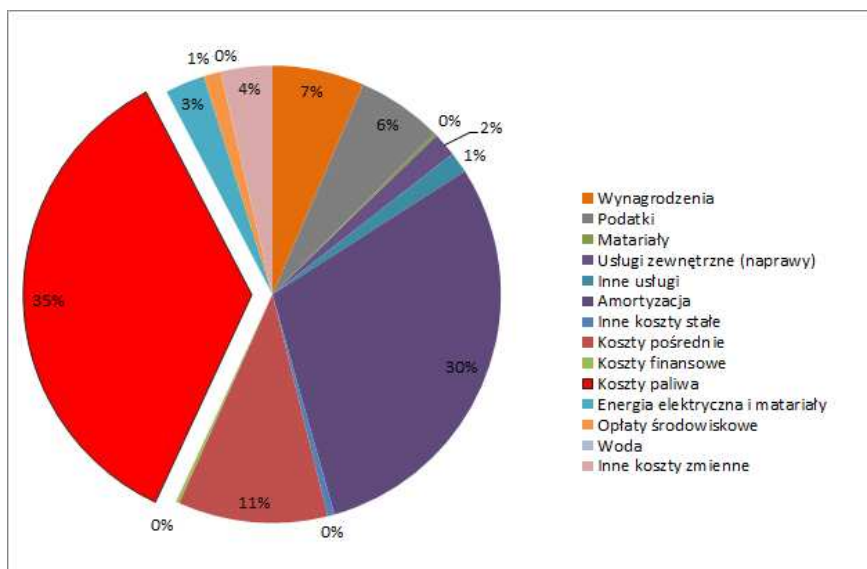
Rys. Z.7. Struktura kosztów operacyjnych w -2002 r. dla PEC Geotermia Podhalańska
Źródło: opracowanie własne na podstawie KWI i IEO 2003⁹⁵.

⁹⁴Barbacki A. 2012 *Classification of geothermal resources in Poland by exergy analysis—Comparative study*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 16, Issue 1, January 2012, Pages 123-128.

⁹⁵ KWI Consultants&Engineers, EC BREC IEO. 2003.*Monitorowanie redukcji CO2 związanej z budową ciepłowni geotermalnej na Podhalu Sprawozdanie z działalności i ocena wyników realizacji projektu w roku 2002*. Projekt na zlecenie Banku Światowego.



Rys. Z.8. Struktura kosztów operacyjnych w 2005 r. dla Geotermii Pyrzyce Sp. z o.o.
 Źródło: opracowanie własne na podstawie Bujakowski i in. 2007⁹⁶



Rys. Z.9 Struktura kosztów operacyjnych w 2005 r. dla Geotermii Mszczonów
 Źródło: opracowanie własne na podstawie Bujakowski i in. 2007⁹⁷

Dla układów nisko temperaturowych poniżej 50 st. C można rozważyć różne rozwiązania techniczne inne niż kotłownie szczytowe np. dogrzewanie pomieszczeń innym paliwem bezpośrednio u odbiorcy⁹⁸.

W dłuższej perspektywie koszty eksploatacyjne powinny obejmować również koszt czyszczenia otworu zatłaczającego, ze względu na jego zatykanie w procesie kolmatacji.

⁹⁶ Bujakowski H i in. 2007. GTR-H Deficient regulation- Poland's country report. IEE project. URL: http://eaci-projects.eu/iee/files/show.jsp?att_id=8083&place=pa&url=D_6%20Target%20Countries%20Reports.zip&prid=1603

⁹⁷ Bujakowski H i in. 2007. GTR-H Deficient regulation- Poland's country report. IEE project. URL: http://eaci-projects.eu/iee/files/show.jsp?att_id=8083&place=pa&url=D_6%20Target%20Countries%20Reports.zip&prid=1603

⁹⁸ Blaga A. C., Rosca M., Karytsas K. 2010. *Heat from Very Low Enthalpy Geothermal Source versus Solid Fuels in the Felix-Sanmartin Area, Romania*. World Geothermal Congress 2010

Wobec dużego rozrzutu danych literaturowych, w szczególności w zakresie wysokości nakładów inwestycyjnych oraz ich powierzchni poniżej przedstawiono studium dla najbardziej znanego i najlepiej w literaturze przedmiotu opisanego przypadku PEC Geotermii Podhalańskiej (poniżej). W ocenie autorów dane te, pozyskane z prac badawczych i monitoringu, choć nie są najświeższe (2002 r.), w dalszym ciągu mogą posłużyć jako referencyjne do analiz kosztów składowych dla geotermii głębokiej i geotermalnych systemów ciepłowniczych. PEC Geotermia Podhalańska był (i jest) rozbudowywany po 2003 i integrowany z siecią ciepłowniczą Zakopanego, ale w tak wieloletnim i złożonym przedsięwzięciu tylko dane kosztowe z pierwszego okresu inwestycji dają się przedstawić spójnie (w postaci zamkniętego cyklu procesu inwestycyjnego nastwionego na pozyskanie ciepła geotermalnego i w odniesieniu do systemu geotermalnego).

Oryginalne prace nad oceną rzeczywistych i pełnych kosztów produkcji ciepła w systemów geotermalnych powinny być kontynuowane. Pomimo korzystania przez ciepłownie geotermalne z różnych innych niż analizowane w niniejsze pracy (FiT) systemów wsparcia (w szczególności dotacji i kredytów preferencyjnych) w analizach tych powinna być wykorzystana metoda LCOE, także z uwagi na konieczność zapewnienia porównywalności wyników.

Studium przypadku – PEC geotermia Podhalańska

Badania w rejonie Podhala rozpoczęły się pod koniec lat 1980-ych, w 1993 uruchomiono geotermalny zakład doświadczalny 4,5 MW_t w Bańskiej Niżnej, przy Polskiej Akademii Nauk. W 1995 roku rozpoczęto dostarczanie energii cieplnej do pobliskiej wsi Bańska Niżna, w tym samym roku Bank Światowy włączył się do tego projektu, co ostatecznie doprowadziło do przyznania kredytu w wysokości 38,2 milionów USD. W listopadzie 2001 pierwsi klienci otrzymali ciepło w oddalonym o 14 km Zakopanem. W 2003 roku wykonano monitoring instalacji PEC Geotermia Podhalańska na zlecenie Banku Światowego, poniższe dane większości pochodzą z tych badań.⁹⁹ Obecnie projekt ciepłowniczy jest nadal w realizacji (podłączenia nowych odbiorców, projekt wiercenia nowego otworu) – priorytet,- możliwa budowa 1 – 2 nowych ośrodków rekreacyjnych⁸⁷.

Stan projektu na rok 2002

- **Moc zainstalowana:** 38 MW_t tylko dla geotermii, docelowa moc całego układu to 125 MW_t z czego 93 MW_t stanowić będzie energia geotermalna (Barbacki 2012). W układzie eksploatacyjnym funkcjonowały w 2002 r. 2 dublety geotermalne: 2 otwory produkcyjne Bańska PGP-1 i Bańska IG-1,2 otwory chłonne Biały Dunajec PAN-1 i Biały Dunajec PGP-2.
- **Odbiorcy ciepła:** w 2002 roku 410 gospodarstw domowych zostało podłączonych do geotermalnego systemu ciepłowniczego, w sektorze odbiorców 116 podłączeń w roku 2002.
- **Sprawność produkcji:** całkowita sprawność produkcji w 2001 roku wyniosła 85,4 %, w tym ze sprawnością ciepłowni geotermalnej, kotłowni szczytowej (włącznie z nowym układem kogeneracyjnym) i kotłowni byłego przedsiębiorstwa „Tatry”. Poziom sprawności produkcji na przełomie lat mieści się w granicach pomiędzy 88,3% (2000) a 83,7% (1999).

⁹⁹ KWI Consultants&Engineers, EC BREC IEO. 2003. *Monitorowanie redukcji CO2 związanej z budową ciepłowni geotermalnej na Podhalu Sprawozdanie z działalności i ocena wyników realizacji projektu w roku 2002*. Projekt na zlecenie Banku Światowego.

- **Sieć ciepłownicza:** 56,6 km sieci ciepłowniczej, sieć ciepłownicza niskotemperaturowa (90/50°C), temperatura dostarczanej wody za wymiennikami ciepła w kotłowni geotermalnej wynosi ok, 82-83 °C, i oczekuje się, że nie spadnie więcej, niż 2-3 °C na 14 km linii przesyłowej do Zakopanego, co daje temperaturę wejścia ok, 80 °C w punkcie odbiorcy.

PEC Geotermia Podhalańska utworzona została na bazie istniejącego przedsiębiorstwa ciepłowniczego opartego na paliwach kopalnych. W skład byłego przedsiębiorstwa ciepłowniczego „Tatry” wchodziło 28 kotłowni, które początkowo były ogrzewane węglem i gazem i zostały przejęte przez PEC Geotermię Podhalańską. W 1999 roku 11 z nich bazowało na węglu, 8 na gazie, 1 na oleju opałowym, 8 na ciepłe z geotermii; w 2002 żadna nie wykorzystywała już węgla, 2 wykorzystywały gaz, 1 olej opałowy, 25 ciepło z geotermii. Rzeczywisty udział ciepła geotermalnego w całkowitej produkcji ciepła zwiększył się z 15% w 1999 roku do 62% w 2002 r.

Tabela Z.4 Rzeczywista produkcja i sprzedaż ciepła w latach 1999-2002.

Rzeczywista produkcja ciepła		1999	2000	2001	2002
Ciepłownia geotermalna	GJ	22450	22600	41428	160927
Kotłownia szczytowa	GJ	70158	97594	132958	76342
Kotły gazowe	GJ	70159	97594	112000	42703
Jednostka kogeneracyjna	GJ	0	0	20958	33639
Kotłownie „Tatry”	GJ	60699	41165	31532	20918
Razem produkcja ciepła	GJ	153307	161359	205918	258187
Rzeczywista sprzedaż ciepła w latach 1999-2002		1999	2000	2001	2002
Byłe przedsiębiorstwo „Tatry” razem	GJ	84710	74040	87380	77275
Byłe przedsiębiorstwo „Tatry” - jednostki nie podłączone do systemu geotermalnego	GJ	55627	31334	24332	15956
Byłe przedsiębiorstwo „Tatry” - jednostki podłączone do systemu geotermalnego	GJ	29083	42706	63048	61446
System ciepłowniczy Nowy Targ	GJ	0	0	0	0
Byłe przedsiębiorstwo „Tatry” - jednostki nie podłączone do systemu geotermalnego	GJ	55627	31334	24332	15956
Całkowita sprzedaż ciepła	GJ	108710	117440	162120	187677

W 2011 roku roczna sprzedaż ciepła w PEC Geotermia Podhalańska wzrosła do poziomu 286 500 GJ (Kępińska 2011).

Według wyliczeń Banku Światowego z 1995 r., całkowite koszty projektu zostały oszacowane na poziomie ok. 72.1 miliona USD (271.6 miliona PLN). Koszty te zawierają nakłady inwestycyjne na jednostki produkcyjne, sieć dystrybucyjną oraz wymienniki ciepła i liczniki. Poza tym nieprzewidziane uboczne wydatki oszacowano na ok. 8.6 miliona USD, co daje w sumie ok. 80.7 miliona USD (327.5 miliona PLN). Większość środków przewidziano na budowę sieci dystrybucyjnej (7.9 miliona USD) jak również sieć przesyłową między kotłownią geotermalną a Zakopanem (ok. 2.0 miliona USD).

W porównaniu wysokości całkowitych nakładów w roku 2002 do podanych w prognozie na ten rok poziom inwestycji jest mniejszy niż szacowano. Całość nakładów była w 2002 r. ok. 22 %

niższa od prognoz. Wynika to głównie z faktu, że całkowite koszty ciepłowni geotermalnej, stacji pomp, wymienników ciepła i sieci dystrybucji były znacznie niższe niż przewidziano. Z jednej strony było to spowodowane opóźnionym rozwojem projektu (niższa liczba odbiorców, opóźnienie przyłączenia Nowego Targu), jednakże wynikało również z twardych negocjacji z dostawcami (w szczególności odnośnie sieci dystrybucji) dostawcami, w szczególności odnośnie sieci dystrybucyjnych.

Tabela Z.5 Nakłady inwestycyjne dla PEC Geotermia Podhalańska

Jednostki technologiczne	Projektowane w 1995 r.		Rzeczywiste 1999-2002 r.	
	Mln PLN	Mln USD	Mln PLN	MlnUSD
Studnie	40,6	12,1	25,1	7,1
Ciepłownia geotermalna	16,9	4,4	6,2	1,8
Pompy ciepła	12,7	3,2	*	*
Rurociąg gazowy	2,3	0,6	*	*
Kotłownia szczytowa, Zakopane	14,4	4,1	20,5	5,8
Kotłownia szczytowa, Nowy Targ	2,0	0,5	*	*
Rurociąg przesyłowy	56,6	14,6	8,6	2,4
Stacje pomp	2,9	0,7	1,6	0,5
Grunty	1,2	0,4	1,0	0,3
Budynek	4,1	1,0	5,5	1,6
Inne	5,8	1,6	7,0	2,0
Razem jednostki technologiczne	159,5	43,2	75,5	20,7
Sieć ciepłownicza	94,5	24,3	49,0	12,1
Wymienniki ciepła	17,7	4,6	9,8	2,5
Razem nakłady bazowe	271,6	72,1	134,3	35,3
Rezerwa finansowa	24,6	6,0	7,1	1,8
N. bazowe+rezerwa finansowa	296,2	78,1		
Razem wydatki projektu	327,5	80,7	141,4	37,1
Nakłady eksploatacyjne podczas budowy	1,7	0,5	14,5	3,6
Monitoring i ocena	1,6	0,4	*	*
IDC+opłaty	28,0	6,2	*	*
Przyrostowy kapitał bieżący	35,2	9,0		
Razem wymagane finansowanie	394,0	96,7	155,9	40,7

*Przewidziane do finansowania w późniejszym okresie

Analiza kosztów operacyjnych w 2002 roku wskazuje na obniżkę w porównaniu z rokiem 2001. Wynika to głównie z niższych kosztów zakupu gazu, kosztów personelu i cięć w kosztach administracyjnych. Udział paliw w ogólnej strukturze kosztów pozostał niezmienny (ok. 41%). Rozwój rzeczywistych kosztów operacyjnych nie związanych z paliwem wykazuje w latach 1999 - 2002 stałe obniżanie się ich udziału w odniesieniu do całości kosztów operacyjnych i ustabilizowanie się w 2002 roku na poziomie z roku 2001 (70% w 1999 roku, 60% w 2001 roku, 59% w 2002 roku).

Tabela Z.6 Rzeczywisty rozwój kosztów operacyjnych

Koszty operacyjne związane z paliwem		1999	2000	2001	2002
Gaz naturalny					
Zużycie gazu	Nm ³	2768334	3529400	5204521	3521193
Koszt gazu	PLN	1510911	2116936	3903066	2939956
E.elektryczna					
Zużycie energii elektrycznej	MWh	1082	1002	1394	4284
Koszty zakupu energii elektrycznej	PLN	231618	249764	234724	892891
Olej					
Zużycie oleju	tona	62,22	103,01	67,46	21,00
Koszty zakupu oleju	PLN	63897	155922	93392	26699
Koks/miał/ węgiel					
Zużycie węgla	tona	1 721,2	515,4	85,9	0
Koszty zakupu węgla	PLN	470114	147694	33344	0
Koszty operacyjne nie związane z paliwem		1999	2000	2001	2002
Utrzymanie i konserwacja	PLN	46673	95052	0	45700
Personel	PLN	1204567	1121687	1171322	1113400
Opłata za emisję szkodliwych substancji	PLN	377333	11395	11000	12000
Inne koszty operacyjne	PLN	546381	442824	1760587	1964663
Koszty zarządu i administracyjne GP	PLN	3489510	3047020	3401602	2513080
Koszty operacyjne razem	PLN	7601404	7388293	10609037	9508389

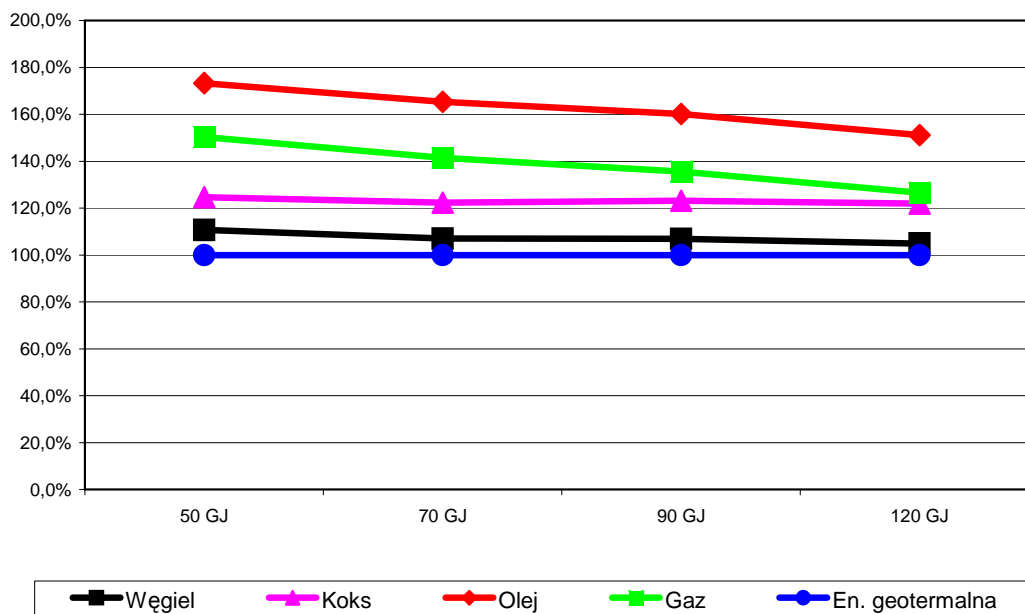
Koszt produkcji ciepła z PEC geotermia Podhalańska, w 2002 roku obliczany był dla następujących założeń:

Ceny ciepła przyjęte do porównania (wraz z VAT) i są następujące:

Węgiel	465	PLN/tonę
Koks	585	PLN/tonę
Olej	1.45	PLN/litr
Gaz naturalny	1.05	PLN/m ³
Energia geotermalna	71.40 PLN/kW mocy zainstalowanej 30.45 PLN/GJ energii cieplnej	

Wziąwszy pod uwagę koszty robocizny dla koksu i węgla, ciepło ze źródeł geotermalnych w 2002 r. było najtańszą formą energii, jak pokazuje to rysunek Z.1.7 .

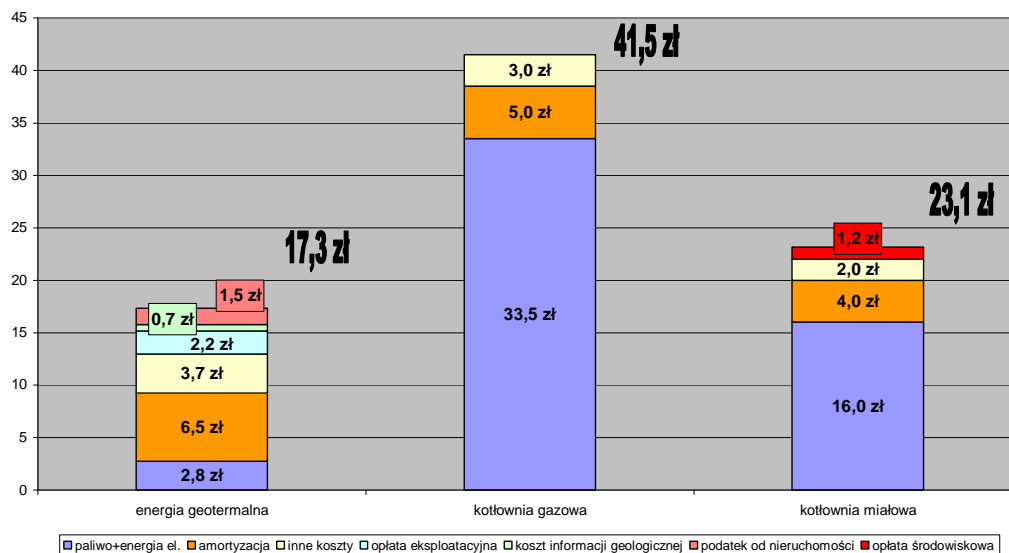
Porównanie kosztów z uwzględnieniem kosztów robocizny - mali odbiorcy



Rys. Z.10 Analiza porównawcza cen energii dla małych odbiorców dla różnych paliw z uwzględnieniem kosztów siły roboczej

Ciepło wytworzone przy pomocy węgla jest o 5% do 10%, koksu 22%-25%, gazu 26%-50% a oleju 50%-73% droższe od ciepła geotermalnego. W roku 2006 proporcje te nie zmieniły się, co ilustrują rysunki. Z.11 i Z.12.

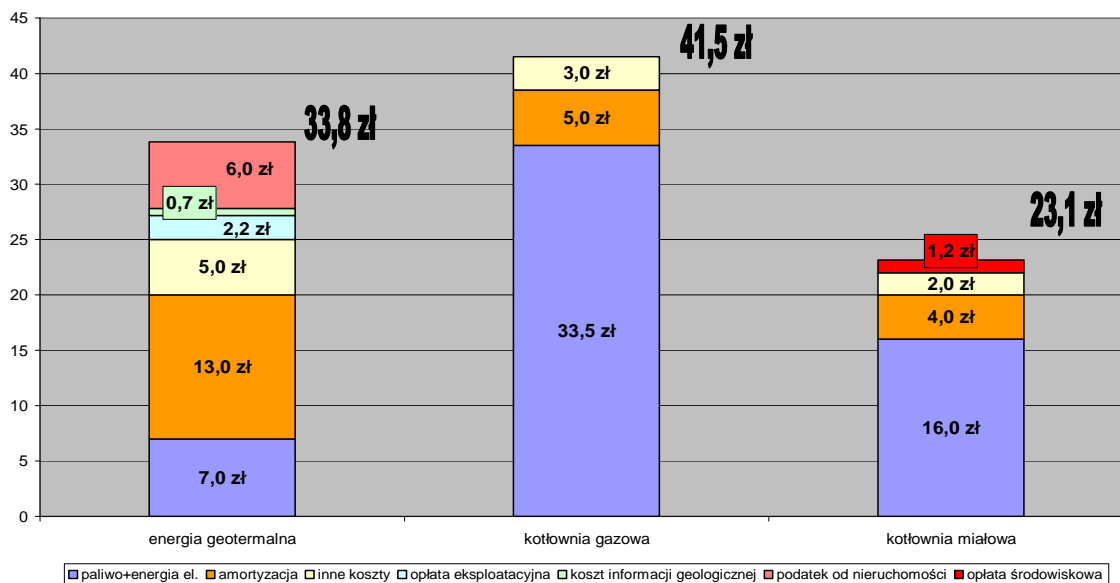
PORÓWNANIE KOSZTÓW PRODUKCJI CIEPŁA w PLN/GJ - w warunkach roku 2006
(opłata eksploatacyjna na poziomie 0,26 zł/m³)



Rys. Z.11 Porównanie kosztów produkcji ciepła dla PEC Geotermia Podhalańska w 2006 r. bez uwzględnienia kosztów przesyłu¹⁰⁰.

Jednak gdy zostaną uwzględnione opłaty przesyłowe związane z obsługą sieci ciepłowniczej proporcje te zmieniają się i ciepło wytworzone przez ciepłownię opartą na węglu będzie tańsze (rys. Z.11)

PORÓWNANIE KOSZTÓW PRODUKCJI CIEPŁA w PLN/GJ - w warunkach roku 2006
(opłata eksploatacyjna na poziomie 0,26 zł/m³)



Rys. Z.11 Porównanie kosztów produkcji ciepła dla PEC Geotermia Podhalańska w 2006 r. z uwzględnieniem kosztów przesyłu¹⁰⁰.

Powyżej opisane studium przypadku wykazuje silną regionalną charakterystykę: oprócz charakterystyki złoża przygotowując *due diligence* należy brać pod uwagę inne lokalne czynniki, takie jak topografia terenu (teren górzasty i trudności z podłączeniem trudno dostępnych lokalizacji), stan ciepłownictwa w regionie (adaptacja istniejącego przedsiębiorstwa ciepłowniczego „Tatry”), konkurencja ze strony innych paliw z uwzględnieniem kosztów środowiskowych (równoległa rozbudowa sieci gazu ziemnego, też finansowana z funduszy ekologicznych) – tab. Z7, czy w końcu aspekty społeczne (chęć przyłączenia się do sieci).

Tabela Z.7 Obciążenia produkcji energii cieplnej opłatami (w przeliczeniu na 1GJ wyprodukowanej energii¹⁰⁰).

Rodzaj opłaty	Ciepłownia geotermalna	Kotłownia gazowa	Kotłownia węglowa mialowa
Podatek od nieruchomości	1,5 zł	0,08 zł	0,08 zł
Opłata środowiskowa	-	0,16 zł	1,2 zł
Opłata za informację geologiczną	0,65 zł	-	-
Opłata za użytkowanie górnicze	0,05 zł	-	-
Opłata eksploatacyjna	2,2 zł	-	-
Razem opłaty	4,4 zł	0,24 zł	1,28 zł
Udział procentowy opłat w koszcie produkcji	25,4 %	0,6 %	5,5 %

Oznacza to, że każdy projekt ciepłownictwa geotermalnego posiadać będzie odrębną charakterystykę ekonomiczną i powinien być analizowany oddzielnie.

Dane z Geotermii Podhalańskiej mogą służyć dalej jako referencyjne dla geotermii głębokiej o odpowiednio wysokich mocach cieplnych w Polsce (skala miejskich sieci ciepłowniczych). Wyszczególnione powyżej poszczególne kategorie kosztów operacyjnych i nakładów inwestycyjnych należy indeksować wskaźnikami inflacji, właściwymi dla poszczególnych kategorii dóbr i usług oraz samych kosztów energii¹⁰¹.

Literatura wykorzystana w analizach kosztów ciepła z ciepłowni geotermalnych

- Barbacki A. 2012 *Classification of geothermal resources in Poland by exergy analysis—Comparative study*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 16, Issue 1, January 2012, Pages 123-128.
- Batkiewicz K. 2010. *Propozycje zagospodarowania istniejących a niewykorzystanych otworów wiertniczych w rejonie Podhala*. Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energii Polskiej Akademii Nauk nr 77, rok 2010.
- Blaga A. C., Rosca M., Karytsas K. 2010. *Heat from Very Low Enthalpy Geothermal Source versus Solid Fuels in the Felix-Sanmartin Area, Romania*. World Geothermal Congress 2010.
- Boissavy Ch. 2011. *EGEC Deep Geothermal Market Report 2011: Geothermal District Heating Market in Europe*. URL: <http://egec.info/wp-content/uploads/2011/12/Geo-DH-Market-Report-2011.pdf>
- Bujakowski H i in. 2007. *GTR-H Deficient regulation- Poland's country report*. IEE project. URL: http://eaci-projects.eu/iee/fileshow.jsp?att_id=8083&place=pa&url=D_6%20Target%20Countries%20Reports.zip&prid=1603
- Chandrasekharam D . Bundschuh J 2008. *Low-Enthalpy Geothermal Resources for Power Generation* Taylor & Francis 2008 ISBN: 978-0-415-40168-5, eBook ISBN: 978-0-203-89455-2 DOI: 10.1201/9780203894552.ch3
- Chowaniec J. 2012. *Dotychczasowy stan rozwoju geotermii w Polsce I naturalne warunki jej rozwoju*. Prezentacja podczas XLIII spotkania Forum „Energia-Efekt –Środowisko, NFOŚiGW w dn. 24.08.2012.
- Długosz P. 2003. *Podhale (South Poland) geothermal district heating system*. Geothermics, Volume 32, Issues 4–6, August–December 2003, Pages 527-533
- Dumas. P. EGEC.2011. *Prospects of Geothermal Energy in Europe*. Prezentacja European Geothermal Energy Council Ateny: 18/03/2011. Prezentacja na GEOFAR EUROPEAN CONFERENCE INNOVATIVE SOLUTIONS FOR GEOTHERMAL ENERGY FINANCING, 17 – 18 Marca, 2011 European Geothermal Energy Council. GEOTHERMAL HEATING & COOLING ACTION PLAN FOR EUROPE
- European Geothermal Energy Council. 2011. *Geothermal H&C Action Plan*. URL: <http://egec.info/wp-content/uploads/2011/02/Geothermal-Action-Plan.pdf>
- GEOFAR. 2011. *Emerging Financing Scheme for Fostering Investment in the Geothermal Energy Sector*. URL: http://www.energia.gr/geofar/articlefiles/geofar_report_eng_web.pdf
- Geothermal Panel of the European Technology Platform on Renewable Heating and Cooling (ETP-RHC). 2010. *Vision 2020– 2030* URL: http://www.eurogeologists.de/images/content/panels_of_experts/geothermal_energy/ETP-RHC_Geothermal%20vision%202020.pdf
- Górecki W., Kozdra T., Kuźniak T., Myśko A., Strzetelski W. 2003. *Geothermal-energy resources in the Polish Low lands and the possibility of their industrial utilization*. Applied Energy, Volume 74, Issues 1–2, January–February 2003, Pages 53-64.
- Hepbasli A. 2010. *A review on energetic, exergetic and exergoeconomic aspects of geothermal district heating systems (GDHSS) Energy Conversion and Management*, Volume 51, Issue 10, Pages 2041-2061.

¹⁰¹ Najprościej koszty można indeksować tzw. bazowym wskaźnikiem inflacji podawanym przez NBP (GUS nazwa go „wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych”).

- International Energy Agency. 2011. *IEA Technology Roadmaps. Geothermal Heat and Power*. ISSN:2218-2837 (online) DOI : 10.1787/22182837 ISBN : 9789264118485 (PDF) DOI: 10.1787/9789264118485-en.
- Jarosiński M. 2012. *Niekonwencjonalne wykorzystanie energii geotermalnej i przestrzeń do dalszych badań*. Prezentacja podczas XLIII spotkania Forum „Energia-Efekt –Środowisko, NFOŚiGW w dn. 24.08.2012
- Kępińska B. 2003. *Current geothermal activities and prospects in Poland—an overview*. *Geothermics*, Volume 32, Issues 4–6, August–December 2003, Pages 397-407.
- Kępińska B. 2011. *Przykłady funkcjonujących obiektów geotermalnych wykorzystywanych w celach rekreacyjnych – możliwości rozwoju w Polsce*. Prezentacja na konferencji Greenpower 2011, 3 Miedzy narodowy kongres energetyki odnawialnej.
- Kubski P. 2008. *Ciepłownia geotermalna w Stargardzie Szczecińskim i jej upadek*. Instal – nr 2/2008.
- KWI Consultants&Engineers, EC BREC IEO. 2003. *Monitorowanie redukcji CO₂ związanej z budową ciepłowni geotermalnej na Podhalu Sprawozdanie z działalności i ocena wyników realizacji projektu w roku 2002*. Projekt na zlecenie Banku Światowego.
- Łukaszczuk W. 2006. *Wykorzystanie energii geotermalnej na przykładzie projektu geotermalnego uciepłownienia Podhala PEC Geotermia Podhalańska S.A.* Zakopane dn. 14 grudnia 2006
- Mansure, A. J.; Blankenship, D. 2008. *Geothermal Well Cost Analyses*. *Journal Geothermal Resources Council Transactions* Volume 32 Pages 43-48 *Geothermal Resources Council Geothermal Resources Council 2008 Annual Meeting*, October 5-8, 2008, Reno, Nevada ISSN/ISBNISSN: 0193-5933; ISBN: 0-934412-93-6.
- Mansure, A. J.; Blankenship, D. A. *Geothermal Well Cost Update 2011*. 2011. *Geothermal: Sustainable, Green Energy A Journal Geothermal Resources Council* Volume 35 Pages 189-192 *Geothermal Resources Council, California Resources Council 2011 Annual Meeting*, October 23-26, 2011, San Diego, California, ISSN/ISBNISSN: 0193-5933; ISBN: 0-934412-96-0.
- Sacher H., Schiemann R. 2010. *When do deep drilling geothermal projects make good economic sense?* *Renewable Energy Focus*, Volume 11, Issue 5, September–October 2010, Pages 30-3
- Stefánsson V. 2002. *Investment cost for geothermal power plants*. *Geothermics*, Volume 31, Issue 2, April 2002, Pages 263-272.
- Thorsteinsson H. , Tester W. 2010. *Barriers and enablers to geothermal district heating system development in the United States*. *Energy Policy*, Volume 38, Issue 2, February 2010, Pages 803-813.

Załącznik 2. Opis metody LCOE wykorzystanej w opracowaniu do obliczenia kosztu produkcji jednostki energii z OZE

Koszt produkcji jednostki energii jest obliczany jako koszt rozłożony (*levelized cost of energy*, **LCOE**), nazywany też „zlinearyzowanym” lub potocznie „uśrednionym” (*average lifetime levelized generating cost* ALLGC). Koszt ten oblicza się jako iloraz nakładów do efektów wyrażonych w wartości bieżącej. Uśredniony koszt produkcji w cyklu życia oblicza się następująco¹⁰²:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^N \frac{[I_t + M_t]}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^N \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Gdzie:

LCOE – jednostkowy uśredniony koszt produkcji energii w cyklu życia [PLN(2013 r.)/kWh]

I_t – nakłady inwestycyjne w roku t-tym,

M_t – wydatki eksploatacyjne oraz koszty finansowe kredytu w roku t-tym,

E_t – produkcja energii w roku t-tym [kWh],

r – stopa dyskontowa.

Sens obliczonego kosztu rozłożonego dla każdej z analizowanych technologii energetycznych sprowadza się do ekwiwalentu kosztu w cenach stałych, w PLN/kWh roku wybranego jako bazowy, jako ceny za energię elektryczną, którą należałoby pobierać przez cały okres użytkowania elektrowni, aby pokryć wszystkie koszty: nakłady inwestycyjne, operacyjne oraz finansowe. Jako rok bazowy przyjęto 2013, zatem model umożliwia policzenie kosztu na ten rok i w cenach w nim obowiązujących.

¹⁰² Por. *CASES Cost Assessment of Sustainable Energy Systems DELIVERABLE No D.6.1 Development of a set of full cost estimates of different energy sources and its comparative assessment in EU countries*, September 2008, s. 4 www.externe.info