Projekt z dnia 12.11.2013 r.

OCENA SKUTKÓW REGULACJI (OSR)

1) Podmioty, na które oddziałuje akt normatywny:

Przepisy projektowanej ustawy wpłyną na podmioty z następujących sektorów gospodarki:
- podmioty zajmujące się wytwarzaniem, przesyłem i obrotem energią elektryczną, paliwami gazowymi oraz ciepłem i chłodem,
- przemysł wytwarzający urządzenia na potrzeby energetyki odnawialnej,
- budownictwo związane z budową lub przebudową jednostek wytwórczych,
- rolnictwo związane z wytwarzaniem biomasy na cele energetyczne,
- górnictwo,
- szeroko rozumiany przemysł drzewny konkurujący z sektorem energetycznym o surowiec drzewny, który może być wykorzystywany do wytwarzania energii,
- sektor bankowy biorący udział w finansowaniu inwestycji w energetykę odnawialną,
- sektor ubezpieczeń,
- sektor transportu
- sektor związany z instalowaniem mikro i małych instalacji odnawialnych źródeł energii,
- odbiorcy końcowi energii elektrycznej, w tym osoby fizyczne, osoby prawne i jednostki nie posiadające osobowości prawnej, dokonujące zakupu energii na własnego użytek.
- Zarządca Rozliczeń S.A.

Przepisy projektu ustawy oddziaływać będą również na inne podmioty, w tym na przedsiębiorstwa prowadzące działalność w zakresie wszelkiego typu usług, w szczególności np. transportowych.
Pośrednio, korzyści z projektowanej regulacji odniosą również wszyscy obywatele, gdy wzrośnie poziom bezpieczeństwa energetycznego kraju.

2) Konsultacje społeczne:

Projekt ustawy o odnawialnych źródłach energii został zwolniony z obowiązku przygotowania założeń do projektu ustawy. Przygotowany projekt regulacji zostanie poddany konsultacjom społecznym w ramach procedury legislacyjnej. Projekt regulacji zostanie przekazany w ramach konsultacji społecznych w szczególności do podmiotów związanych z sektorem energetyki, stowarzyszeń zrzeszających przedsiębiorców oraz związków zawodowych wskazanych poniżej:

1) KK NSZZ „Solidarność”,
2) Ogólnopolskie Porozumienie Związków Zawodowych,
3) Forum Związków Zawodowych,
4) Komisja Wspólna Rządu i Samorządu Terytorialnego,
5) Konfederacja Pracodawców Prywatnych Lewiatan,
6) Związek Rzemiosła Polskiego,
7) Business Center Club,
8) Pracodawcy Rzeczypospolitej Polskiej,
9) Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A.,
10) Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej,
11) Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie,
12) Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych,

13) Towarzystwo Obrotu Energią,
14) Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie,
15) Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu,
16) Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie,
17) Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych,
18) Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska,
19) Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej,
20) Przemysłowy Instytut Motoryzacji,
21) EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej,
22) Stowarzyszenie Energii Odnawialnej,
23) Stowarzyszenie Producentów Polska Biomasa,
24) Towarowa Giełda Energii S.A.,
25) Agencja Rynku Energii S.A.,
26) Towarzystwo Obrotu Energią,
27) Krajowa Izba Gospodarcza,
28) Polska Izba Gospodarcza „EKO-ROZWÓJ”,
29) Instytut na Rzecz Ekorozwoju,
30) Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii,
31) Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej,
32) Stowarzyszenie Forum Rozwoju Efektywnej Energii,
33) Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie,
34) Polskie Towarzystwo Certyfikacji Energii,
35) Krajowy Związek Rolników, Kółek i Organizacji Rolniczych,
36) Krajowa Rada Izb Rolniczych,
37) Polska Izba Biomasy,
38) Polskie Towarzystwo Biomasy Polbiom,
39) Stowarzyszenie Papierników Polskich,
40) Polska Izba Gospodarcza Przemysłu Drzewnego,
41) Krajowe Stowarzyszenie Sołtysów,
42) Ogólnopolska Izba Gospodarcza Recyklingu,
43) Polskie Stowarzyszenie Biogazu,
44) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej,
45) Polskie Towarzystwo Energetyki Wiatrowej,
46) Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych,
47) Towarzystwo Elektrowni Wodnych,
48) Polska Organizacja Rozwoju Technologii Pomp Ciepła,
49) Polska Geotermalna Asocjacja,
50) Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne,
51) Polskie Stowarzyszenie Pomp Ciepła (PSPC),
52) Panel Słoneczny 20x2020 - Sekretariat Panelu Słonecznego 20x2020 - Instytut Energetyki Odnawialnej,
53) Polskie Towarzystwo Energetyki Słonecznej PTES-ISES,
54) Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki.

3) Wpływ regulacji na:

a) sektor finansów publicznych, w tym budżet państwa i budżety jednostek samorządu terytorialnego:

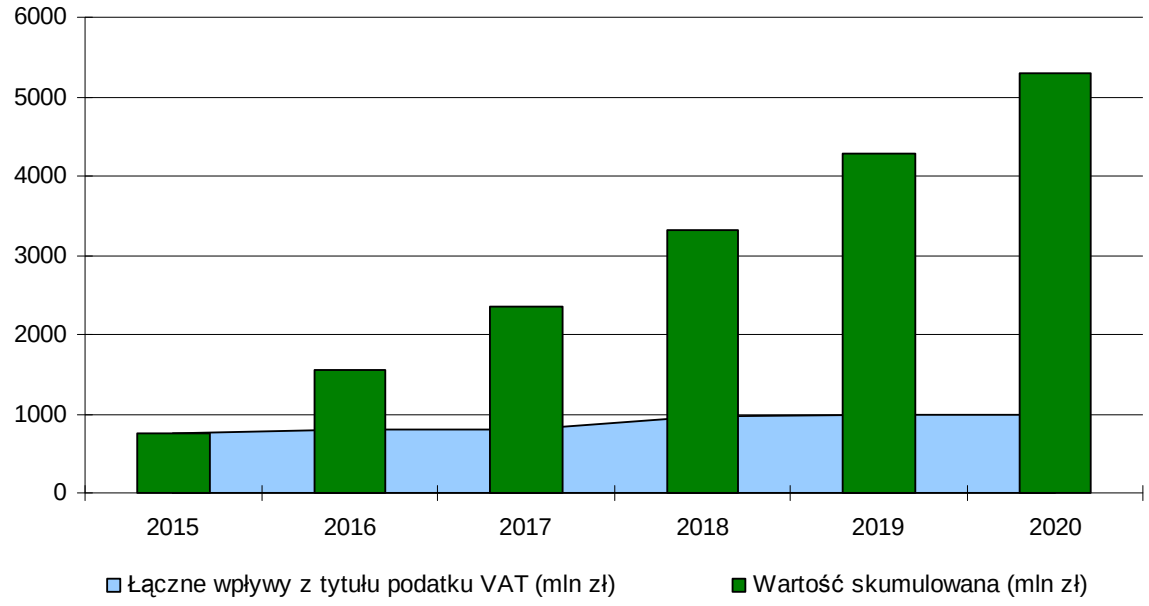
Pośrednio na wydatki i wpływy budżetowe może mieć znaczenie wzrost wpływów wynikający ze zwiększonej liczby inwestycji związanych z rozwojem mocy wytwórczych energetyki odnawialnej.
Poniższa tabela 1 oraz rysunek 1 prezentują możliwe zwiększenie wpływów do budżetu z tytułu podatku VAT wynikające z inwestycji w duże instalacje wytwarzające energię elektryczną z odnawialnych źródeł energii. Przedmiotowe dane uwzględniają wzrost mocy zainstalowanej, przyjęty do obliczeń kosztów systemu wsparcia.

Tabela 1. Prognoza wpływów do budżetu z tytułu podatku VAT związana z rozwojem instalacji OZE objętych mechanizmem wsparcia [mln zł].

	Rok					
	2015	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Łączne wpływy z tytułu podatku VAT (mln zł)	**757,9452**	**788,5013**	**801,5453**	**966,8411**	**977,8136**	**995,0033**
Wartość skumulowana (mln zł)	**757,9452**	**1546,447**	**2347,992**	**3314,833**	**4292,647**	**5287,65**

Źródło: Opracowanie Ministerstwa Gospodarki na podstawie założeń.

Rysunek 1. Prognoza wpływów do budżetu z tytułu podatku VAT związana z rozwojem instalacji OZE objętych mechanizmem wsparcia [mln zł].



Wskazane w tabeli 1 i na rysunku 1 zwiększenie wpływów do budżetu z tytułu podatku VAT zostało wyliczone w oparciu o następujące założenia:

- **Energetyka wiatrowa**
  Wzrost mocy zainstalowanej określono na podstawie założeń Ministerstwa Gospodarki przygotowanych na potrzeby wyliczenia kosztów systemu wsparcia, dla uproszczenia analizy założono, iż cały wpływ do budżetu z tytułu podatku VAT nastąpi w roku oddania jednostki do użytkowania.
  Dodatkowo sektor energetyki wiatrowej podzielono na energetykę wiatrową na lądzie pow. 500 kW oraz na małe instalacje wiatrowe.
- Wiatr na lądzie pow. 500 kW – przyjęto, że koszt zainstalowania 1 MW wynosi obecnie około 6,4 mln zł oraz, że corocznie będzie następował 1% spadek przedmiotowych

kosztów. Dodatkowo przyjęto, iż podatek VAT od całości inwestycji wyniesie około 18% (ze względu na odmienne stawki podatku w odniesieniu do urządzeń technicznych, prac budowlanych itd.).

- Małe instalacje wiatrowe - przyjęto, że koszt zainstalowania 1 MW wynosi obecnie około 7 mln zł oraz, że corocznie będzie następował 2% spadek przedmiotowych kosztów (podobnie jak w przypadku energetyki wiatrowej na morzu). Dodatkowo przyjęto, iż podatek VAT od całości inwestycji wyniesie około 18% (ze względu na odmienne stawki podatku w odniesieniu do urządzeń technicznych, prac budowlanych itd.).

- **Energia elektryczna wytworzona z biogazu**
  Wzrost mocy zainstalowanej określono na podstawie założeń Ministerstwa Gospodarki przygotowanych na potrzeby wyliczenia kosztów systemu wsparcia, dla uproszczenia analizy założono, iż cały wpływ do budżetu z tytułu podatku VAT nastąpi w roku oddania jednostki do użytkowania. Ponadto, założono, iż koszt zainstalowania 1 MW wynosi obecnie około 13 mln zł (mając na uwadze, iż w zależności od lokalnych warunków mogą występować znaczące różnice w przedmiotowym koszcie) oraz, że corocznie będzie następował 2% spadek przedmiotowych kosztów. Dodatkowo przyjęto, iż podatek VAT od całości inwestycji wyniesie około 18% (ze względu na odmienne stawki podatku w odniesieniu do urządzeń technicznych, prac budowlanych itd.).
- **Energia elektryczna wytworzona z biomasy**
  Wzrost mocy zainstalowanej określono na podstawie założeń Ministerstwa Gospodarki przygotowanych na potrzeby wyliczenia kosztów systemu wsparcia, dla uproszczenia analizy założono, iż cały wpływ do budżetu z tytułu podatku VAT nastąpi w roku oddania jednostki do użytkowania. Ponadto, założono, iż koszt zainstalowania 1 MW wynosi obecnie około 5 mln zł (dla instalacji o mocy 10 – 50 MW – zgodnie z założeniami przyjętymi w modelu wyliczania kosztów wytwarzania energii elektrycznej zaprezentowanymi w dalszej części) oraz, że nie będzie następował spadek przedmiotowych kosztów. Dodatkowo przyjęto, iż podatek VAT od całości inwestycji wyniesie około 18% (ze względu na odmienne stawki podatku w odniesieniu do urządzeń technicznych, prac budowlanych itd.).
- **Energetyka wodna**

- Wzrost mocy zainstalowanej określono na podstawie założeń Ministerstwa Gospodarki przygotowanych na potrzeby wyliczenia kosztów systemu wsparcia, dla uproszczenia analizy założono, iż cały wpływ do budżetu z tytułu podatku VAT nastąpi w roku oddania jednostki do użytkowania. Ponadto, założono, iż rozwijać się będą instalacje do 1 MW, gdzie koszt wynosi obecnie około 15 mln zł oraz, że corocznie będzie następował 1% wzrost przedmiotowych kosztów. Dodatkowo przyjęto, iż podatek VAT od całości inwestycji wyniesie około 15% (ze względu na odmienne stawki podatku w odniesieniu do urządzeń technicznych, prac budowlanych itd.). Założono również powstanie jednej instalacji powyżej 1 MW – 80 MW elektrowni wodnej. W tym wypadku założono koszt zainstalowania 1 MW na poziomie 30 mln zł (w 2015 r.) oraz, że corocznie będzie następował 1% spadek przedmiotowych kosztów. Dodatkowo przyjęto, iż podatek VAT od całości inwestycji wyniesie około 15% (ze względu na odmienne stawki podatku w odniesieniu do urządzeń technicznych, prac budowlanych itd.) oraz, że będzie wpływał do budżetu w równej proporcji przez trzy ostatnie lata inwestycji (z uwagi na długi i skomplikowany proces inwestycyjny).

- **Fotowoltaika**
  W związku z proponowanym systemem wsparcia OZE założono, iż rozwój technologii fotowoltaicznej zostanie ograniczony jedynie do mikroinstalacji. Mając powyższe na uwadze pominięto zwiększenie wpływów do budżetu z tytułu podatku VAT wynikające z inwestycji w duże instalacje fotowoltaiczne.

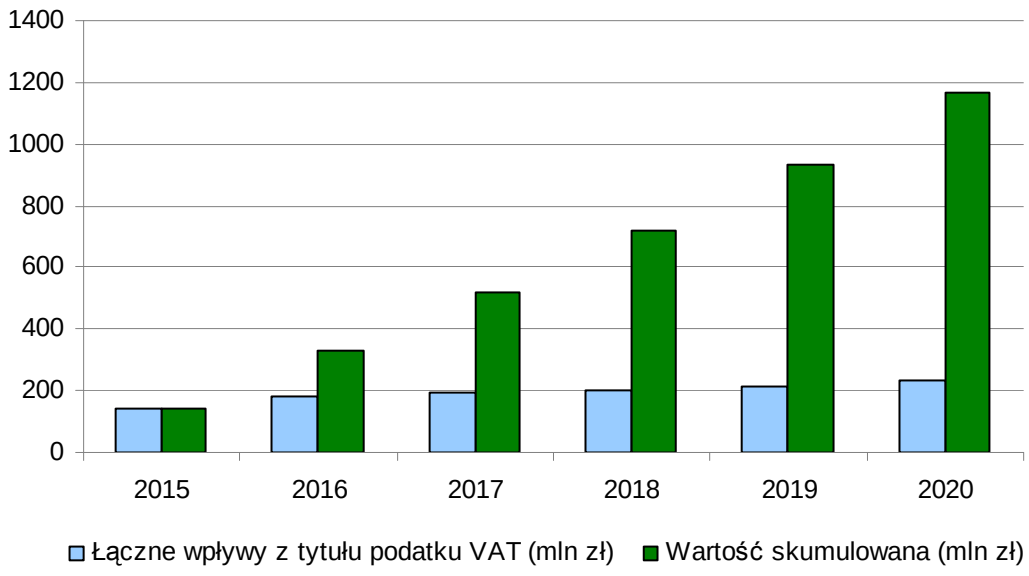
Dodatkowo, tabela 2 oraz rysunek 2 prezentują możliwe zwiększenie wpływów do budżetu z tytułu podatku VAT wynikające z inwestycji w mikroinstalacje wytwarzające energię elektryczną z odnawialnych źródeł energii. Przedmiotowe dane uwzględniają wzrost mocy zainstalowanej.

Tabela 2. Prognoza wpływów do budżetu z tytułu podatku VAT związana z rozwojem mikroinstalacji OZE [mln zł].

	Rok					
	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Łączne wpływy z tytułu podatku VAT (mln zł)	**145,2411**	**182,0907**	**191,2707**	**197,7732**	**214,3296**	**235,7496**
Wartość skumulowana (mln zł)	**145,2411**	**327,3318**	**518,6025**	**716,3757**	**930,7053**	**1166,455**

Źródło: Opracowanie Ministerstwa Gospodarki na podstawie założeń.

Rysunek 2. Prognoza wpływów do budżetu z tytułu podatku VAT związana z rozwojem mikroinstalacji OZE [mln zł].



Wskazane w tabeli 2 i na rysunku 2 zwiększenie wpływów do budżetu z tytułu podatku VAT zostało wyliczone w oparciu o następujące założenia:

- **Energetyka wiatrowa**
  Sektor energetyki wiatrowej podzielono na energetykę wiatrową na do 10 kW oraz na instalacje wiatrowe o mocy 10-100 kW.
- Wiatr do 10 kW – przyjęto, że koszt zainstalowania 1 MW wynosi obecnie około 12 mln zł oraz, że przedmiotowa wartość się utrzyma. Dodatkowo przyjęto, iż podatek VAT od całości inwestycji wyniesie około 18% (ze względu na odmienne stawki podatku w odniesieniu do urządzeń technicznych, prac budowlanych itd.).
- Instalacje wiatrowe o mocy 10-100 kW - przyjęto, że koszt zainstalowania 1 MW wynosi obecnie około 7 mln zł oraz, że przedmiotowa wartość się utrzyma. Dodatkowo przyjęto,

iż podatek VAT od całości inwestycji wyniesie około 18% (ze względu na odmienne stawki podatku w odniesieniu do urządzeń technicznych, prac budowlanych itd.).

- **Energia elektryczna wytworzona z biogazu**
  Sektor biogazowni podzielono ze względu na moc zainstalowaną oraz typ biogazu w następujący sposób: biogazowni rolnicze do 40 kW, oraz 40-200 kW, instalacje na składowiskach odpadów do 200 kW oraz instalacje przy oczyszczalniach ścieków o mocy do 200 kW.
  Dla uproszczenia analizy założono, iż cały wpływ do budżetu z tytułu podatku VAT nastąpi w roku oddania jednostki do użytkowania. Ponadto, założono, iż koszt zainstalowania 1 MW wynosi 25, 15, 7,6 oraz 7 mln zł (odpowiednio dla przyjętych powyżej typów instalacji) oraz, że przedmiotowa wartość się utrzyma. Dodatkowo przyjęto, iż podatek VAT od całości inwestycji wyniesie około 18% (ze względu na odmienne stawki podatku w odniesieniu do urządzeń technicznych, prac budowlanych itd.).
- **Energetyka wodna**
  Sektor energetyki wodnej obejmuje instalacje do 75 kW mocy zainstalowanej. Założono, że koszt zainstalowania 1 MW wynosi około 17 mln zł oraz, że przedmiotowa wartość się utrzyma. Ponadto, dla uproszczenia analizy założono, iż cały wpływ do budżetu z tytułu podatku VAT nastąpi w roku oddania jednostki do użytkowania. Dodatkowo przyjęto, iż podatek VAT od całości inwestycji wyniesie około 15% (ze względu na odmienne stawki podatku w odniesieniu do urządzeń technicznych, prac budowlanych itd.).
- **Fotowoltaika**
  Sektor fotowoltaiki podzielono ze względu na moc zainstalowaną oraz typ instalacji w następujący sposób: PV do 10 kW (instalacje dachowe), PV 10-100 kW (instalacje dachowe), PV do 10 kW (instalacje związane z gruntem), PV 10-100 kW (instalacje związane z gruntem).
  Dla uproszczenia analizy założono, iż cały wpływ do budżetu z tytułu podatku VAT nastąpi w roku oddania jednostki do użytkowania. Ponadto, założono, iż koszt zainstalowania 1 MW wynosi 7, 6,6, 6,8 oraz 6,4 mln zł (odpowiednio dla przyjętych powyżej typów instalacji) oraz, że przedmiotowa wartość się utrzyma. Dodatkowo przyjęto, iż podatek VAT od całości inwestycji wyniesie około 18% (ze względu na odmienne stawki podatku w odniesieniu do urządzeń technicznych, prac budowlanych itd.).

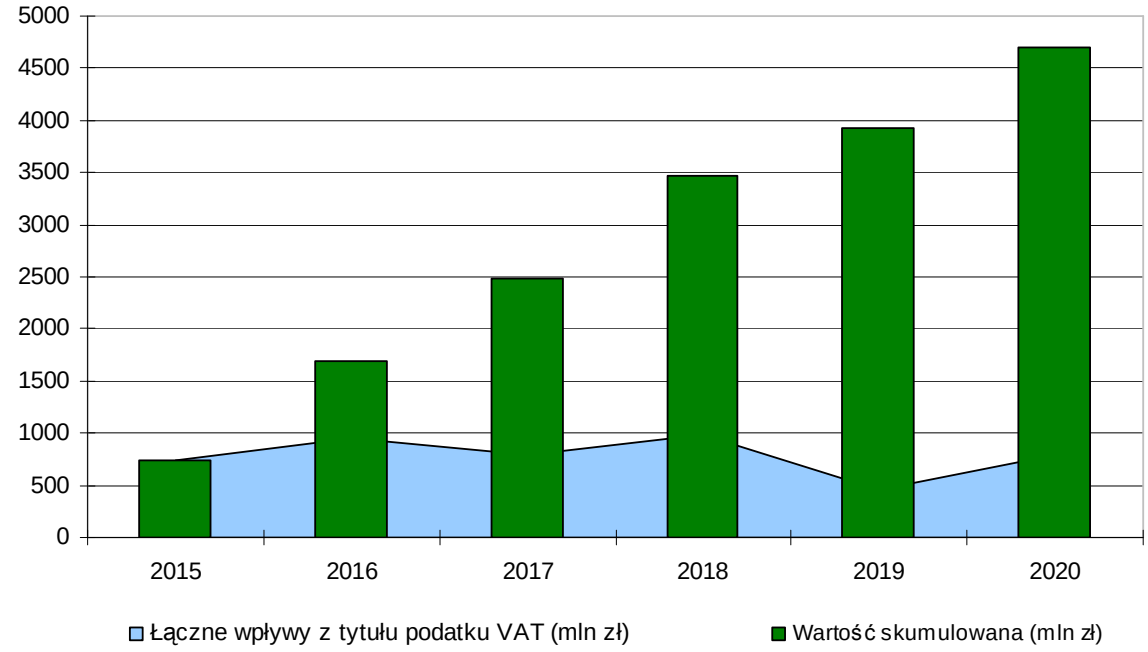
Tabela 3 oraz rysunek 3 prezentują możliwe zwiększenie wpływów do budżetu z tytułu podatku VAT wynikające z inwestycji w instalacje wytwarzające ciepło lub chłód z odnawialnych źródeł energii (z wyłączeniem inwestycji w ciepło sieciowe). Przedmiotowe dane uwzględniają wzrost mocy zainstalowanej, który został określony w KPD.

Tabela 3. Prognoza wpływów do budżetu z tytułu podatku VAT związana z rozwojem sektora ciepła i chłodu OZE [mln zł].

	Rok					
	2015	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Łączne wpływy z tytułu podatku VAT (mln zł)	**738,5**	**958,0**	**787,3**	**978,0**	**457,8**	**789,7**
Wartość skumulowana (mln zł)	**738,5**	**1696,5**	**2483,7**	**3461,8**	**3919,6**	**4709,3**

Źródło: Opracowanie Ministerstwa Gospodarki na podstawie założeń.

Rysunek 3. Prognoza wpływów do budżetu z tytułu podatku VAT związana z rozwojem sektora ciepła i chłodu OZE [mln zł].



Wskazane w powyższej tabeli 3 i na rysunku 3 zwiększenie wpływów do budżetu z tytułu podatku VAT zostało wyliczone w oparciu o następujące założenia:

- **Kolektory słoneczne**
  Wzrost mocy zainstalowanej określono zgodnie z KPD, dla uproszczenia analizy założono, iż cały wpływ do budżetu z tytułu podatku VAT nastąpi w roku oddania jednostki do użytkowania. Ponadto, założono, koszty montażu i zakupu kompletnej instalacji będą się obniżały (rachunek w cenach nominalnych 2010 r.) z 2600 zł/m^2 w okresie 2011-2014 do 1800 zł/m^2 w latach 2015 - 2020. Dodatkowo przyjęto, iż podatek VAT od całości inwestycji wyniesie około 20% (ze względu na odmienne stawki podatku w odniesieniu do urządzeń technicznych, prac budowlanych itd.).
- **Pompy ciepła**
  Wzrost mocy zainstalowanej określono zgodnie z KPD, dla uproszczenia analizy założono, iż cały wpływ do budżetu z tytułu podatku VAT nastąpi w roku oddania jednostki do użytkowania. Ponadto, założono, iż koszt zainstalowania 1 MW wynosi obecnie około 4,0 mln zł (mając na uwadze, iż w zależności od rodzaju pompy oraz producenta mogą występować znaczne różnice w koszcie instalacji oraz jej montażu) oraz, że corocznie będzie następował 2% spadek przedmiotowych kosztów. Dodatkowo przyjęto, iż podatek VAT od całości inwestycji wyniesie około 18% (ze względu na odmienne stawki podatku w odniesieniu do urządzeń technicznych, prac budowlanych itd.).
- **Geotermia**
  Wzrost zużycia określono zgodnie z KPD, dla uproszczenia analizy założono, iż cały wpływ do budżetu z tytułu podatku VAT nastąpi w roku oddania jednostki do użytkowania. Ponadto, założono, iż koszt instalacji w przeliczeniu na 1 MW_{th} wynosi obecnie około 6,8 mln zł (mając na uwadze, iż w zależności od lokalnych warunków mogą występować znaczne różnice w koszcie instalacji) oraz, że corocznie będzie następował 2% spadek przedmiotowych kosztów. Dodatkowo przyjęto, iż podatek VAT

od całości inwestycji wyniesie około 18% (ze względu na odmienne stawki podatku w odniesieniu do urządzeń technicznych, prac budowlanych itd.).

Dodatkowo, wzrost wpływów do budżetu może być związany z rozwojem przedsiębiorstw i wzrostem zatrudnienia w sektorach zajmujących się wytwarzaniem nowych urządzeń na potrzeby energetyki odnawialnej, bieżącą konserwacją oraz utrzymaniem tych urządzeń, finansowaniem inwestycji, jak również wytwarzaniem dużych ilości biomasy niezbędnej do zaspakajania rosnących potrzeb energetyki odnawialnej.

Poza dodatkowymi wpływami, przewiduje się również zmniejszenie wpływów do budżetu państwa wynikające ze zwiększania wytwarzania energii elektrycznej zwolnionej z podatku akcyzowego (utracone wpływy do budżetu przyjęto przy założeniu, iż ilość energii elektrycznej z OZE musiałaby być wytworzona ze źródeł konwencjonalnych).
Poniższa tabela prezentuje wpływ zwiększonej produkcji energii elektrycznej z OZE (zgodnie z KPD*)* na zmniejszenie się dochodów z podatku akcyzowego.

Tabela 4. Prognoza utraconych wpływów do budżetu z tytułu podatku akcyzowego [mln zł]

Wyszczególnienie	Jedn.	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Przewidywane wykorzystanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych	GWh	1 296	3 574	5 936	8 375	10 907	13 963
Zmniejszenie wpływów z podatku akcyzowego w związku ze zwiększeniem udziału energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych (przy założeniu, że stawka akcyzy na energię elektryczną wynosi 20 zł za megawatogodzinę).	mln zł	26	71	119	168	218	279
Zmniejszenie wpływów z podatku akcyzowego w związku ze zwiększeniem udziału energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych – wartość skumulowana	mln zł	26	97	216	384	602	881

Źródło: Opracowanie Ministerstwa Gospodarki na podstawie założeń.

Źródłem dodatkowych wydatków z budżetu krajowego będzie również wprowadzenie rejestru gwarancji pochodzenia oraz rejestru wytwórców energii w małej instalacji. Na utworzenie i prowadzenie ww. rejestrów konieczne będzie przeznaczenie w pierwszym roku około 200 tys. zł oraz w kolejnych latach około 100 tys. zł/rok. Ponadto, wprowadzenie przedmiotowych rejestrów oraz nałożenie dodatkowych obowiązków na Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki będzie się wiązało z utworzeniem dodatkowych etatów.
Dodatkowe obciążenie URE nastąpi po wprowadzeniu aukcyjnego systemu wsparcia. Prognozuje się, iż obciążenie z tego tytułu wymagać będzie inwestycji w nową infrastrukturę informatyczną w wysokości około 6 mln zł oraz utworzenie około 50 etatów. Dodatkowe 9 etatów będzie związane z prowadzeniem rejestru małych instalacji OZE oraz rejestru gwarancji pochodzenia. Poniżej przedstawiono oszacowanie rocznych kosztów dodatkowych etatów w Urzędzie Regulacji Energetyki, zwanego dalej „URE”.

Tabela 5. Prognoza kosztów administracyjnych, które zostaną poniesione w związku z wdrożeniem zoptymalizowanego mechanizmu wsparcia OZE.

Rodzaj wydatków	Wyliczenie	Ilość etatów	Razem
Wydatki bieżące na wynagrodzenia	2 998,14 zł (1873,84 zł x 1,6) x 12 miesięcy	36	**1 295 196,48 zł**
	5059,37 zł (1873,84 zł x 2,7) x 12 miesięcy	23	**1 396 386,12 zł**
Pochodne od wynagrodzeń:			**472 372,74**
- *Składki na ubezpieczenia społeczne*	1 295 196,48 *zł x 15,10%*		*195 574,67 zł*
- *Składki na fundusz pracy*	1 295 196,48 *zł x 2,45%*	*36*	*31 732,31 zł*
- *Składki na ubezpieczenia społeczne*	1 396 386,12 *zł x 15,10%*	*23*	*210 854,30 zł*
- *Składki na fundusz pracy*	1 396 386,12 *zł x 2,45%*		*34 211,46 zł*
Pozostałe wydatki bieżące (z przeznaczeniem na techniczne uzbrojenie 1 stanowiska pracy w skali roku tj. zabezpieczenie stanowiska pracy w meble, sprzęty i materiały biurowe (np. tonery , papier), opłacenie dodatkowej powierzchni biurowej wraz z opłatami eksploatacyjnymi i usługami utrzymania czystości, usługami pocztowymi i informatycznymi, rozmowami telefonicznymi, delegacjami służbowymi krajowymi i zagranicznymi, szkoleniami, a także z badaniami z zakresu medycyny pracy oraz odpisami na ZFŚS)	20 000 zł	59	**1 180 000 zł**
Razem		59	**4 343 955,34 zł**
Wydatki na zakupy inwestycyjne w 2015 r.:	4 500 zł	59	**265 500 zł**
W tym:			
– *Zakup sprzętu komputerowego*	*2 500 zł*	*59*	*147 500 zł*
– *Rozbudowa sieci informatycznej*	*2 000 zł*		*118 000 zł*
Razem w 2013 r.:			**4 609 455,34 zł**

Źródło: Opracowanie Ministerstwa Gospodarki na podstawie założeń oraz danych otrzymanych od Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Tabela 6 zawiera prognozę kosztów związanych z dodatkowymi obowiązkami nakładanymi na Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Tabela 6. Prognoza zwiększonych kosztów działalności Prezesa URE [mln zł]

Wyszczególnienie	Jedn.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Koszty związane z zakupem infrastruktury informatycznej dla realizacji aukcji	mln zł	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Koszty związane z prowadzeniem rejestrów	mln zł	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Koszty osobowe związane z obsługą nowych zadań	mln zł	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	0	0	0	0
Łączne koszty	mln zł	10,8	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	0,1	0,1	0,1	0,1

Źródło: Opracowanie Ministerstwa Gospodarki na podstawie założeń.

Dodatkowe koszty sektora finansów publicznych będą związane z powołaniem Operatora Rozliczeń Energii Odnawialnej S.A. Szacuje się, iż koszt powołania ww. podmiotu wyniesie 100 tys. zł. Dalsze finansowanie działalności Operatora Rozliczeń Energii Odnawialnej S.A. będzie realizowane z przychodów wynikających ze zgromadzonych środków pieniężnych w ramach Opłaty OZE tj. w sposób bezkosztowy dla sektora finansów publicznych.

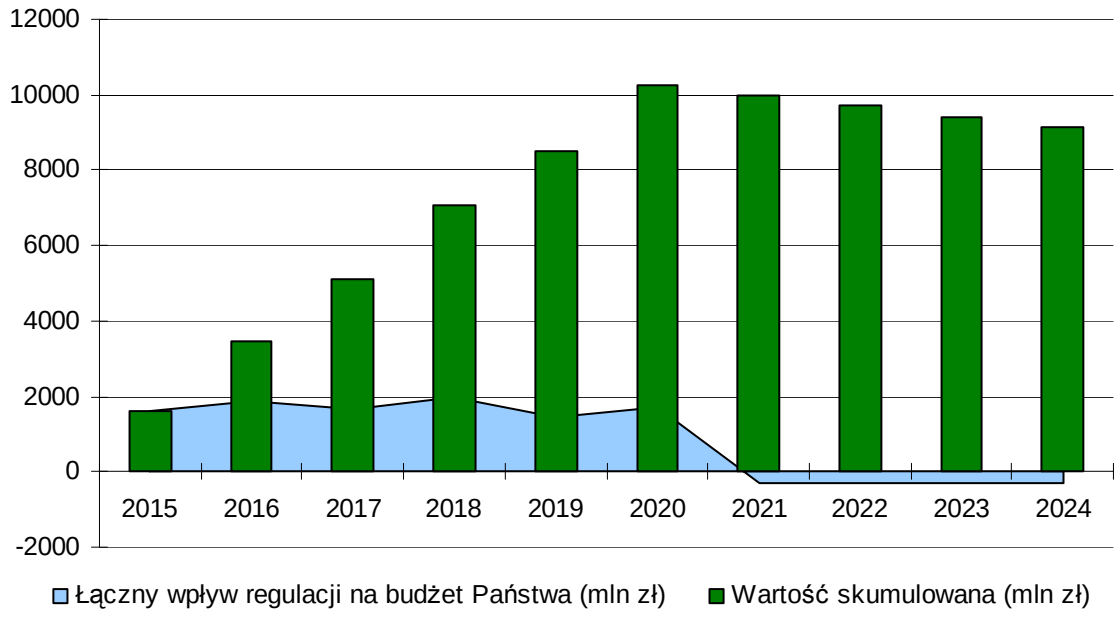
Poniższa tabela 7 oraz rysunek 4 przedstawiają łączny wpływ regulacji na sektor finansów publicznych, w tym budżet państwa i budżety jednostek samorządu terytorialnego. Należy zauważyć, iż z uwagi na brak uregulowań europejskich dotyczących rozwoju OZE po 2020 r. założono utrzymanie po tej dacie produkcji na niezmienionym poziomie – brak oddawania nowych instalacji do użytkowania, co oznacza zerowe wpływy z tytułu podatku VAT od nowych inwestycji. Powyższe oznacza również likwidację ww. etatów w URE stworzonych na potrzeby obsłużenia nowego systemu wsparcia (brak nowych aukcji po 2020 r.). Jedyny koszt (wydatki z budżetu) wynika ze zwolnienia produkowanej energii z akcyzy (występowanie zwolnienia z akcyzy po 2020 r. uzależnione będzie od ewentualnego utrzymania w mocy obecnych przepisów w tym zakresie).

Tabela 7. Prognozowany łączny wpływ regulacji na budżet Państwa [mln zł].

	Rok									
	2015	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**
Łączny wpływ regulacji na budżet Państwa (mln zł)	**1611,2**	**1852,7**	**1657,0**	**1970,8**	**1427,5**	**1736,8**	**-279,3**	**-279,3**	**-279,3**	**-279,3**
Wartość skumulowana (mln zł)	**1611,2**	**3463,9**	**5120,9**	**7091,7**	**8519,2**	**10256,0**	**9976,8**	**9697,5**	**9418,3**	**9139,0**

Źródło: Opracowanie Ministerstwa Gospodarki na podstawie założeń.

Rysunek 4. Prognozowany łączny wpływ regulacji na budżet Państwa [mln zł].



Wprowadzenie przepisów projektu ustawy w zakresie systemu inteligentnego opomiarowania nie będzie mieć wpływu na stan finansów publicznych w sensie dedykowanych wydatków, natomiast będzie miało pozytywny wpływ na budżet ze względu na istotny impuls na rzecz bardziej efektywnego wykorzystania energii elektrycznej na cele realizowane przez jednostki finansowane z budżetu państwa.

b) rynek pracy:

Przepisy projektowanej ustawy mogą wpłynąć pozytywnie na rynek pracy, szczególnie w sektorze wytwarzania urządzeń na potrzeby energetyki odnawialnej, w sektorze budowlanym związanym z budową lub przebudową jednostek wytwórczych, w sektorze bankowym dostarczającym usługi związane z finansowaniem inwestycji, w sektorze usług związanych z certyfikowaniem instalatorów OZE oraz instalowaniem mikroinstalacji, a także w sektorze wytwarzania oraz handlu biomasą na potrzeby energetyki.
Ponadto, instalacja liczników zdalnego odczytu w okresie do roku 2020 oraz rozwój branży urządzeń dedykowanych do współpracy z licznikami zdalnego odczytu spowoduje przyrost miejsc pracy przede wszystkim w tych sektorach. Takie wnioski płyną z projektów realizowanych w innych krajach (UE i USA).
Poniższa tabela oraz rysunki prezentują możliwe zwiększenie zatrudnienia wynikające z inwestycji w instalacje odnawialnych źródeł energii. Przedmiotowe dane uwzględniają wzrost mocy zainstalowanej, który został przyjęty przez resort gospodarki na potrzeby wyliczenia kosztów systemu wsparcia oraz wynikający z KPD. Jednocześnie, należy zauważyć, iż analogicznie jak w przypadku obliczeń dotyczących wzrostu wpływów budżetowych, nie uwzględniono wzrostu zatrudnienia w sektorze fotowoltaiki.

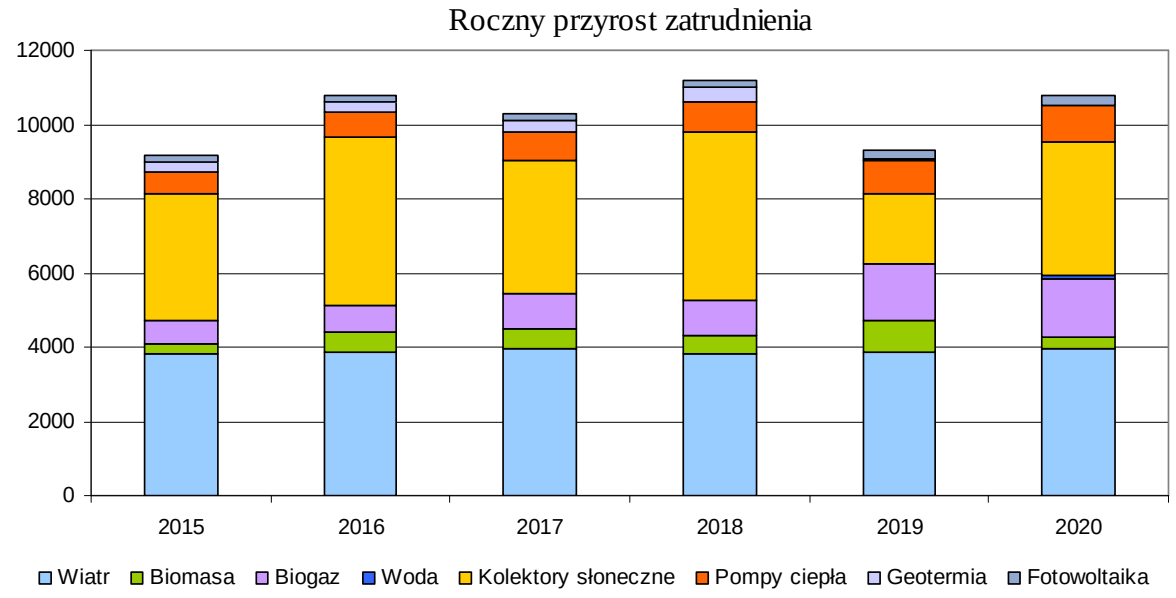
Tabela 8. Prognoza wpływu regulacji na wzrostu zatrudnienia w latach 2015-2020.

	ETATY	ROK					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020
Energetyka wiatrowa	Roczny przyrost zatrudnienia	3835	3865	3953	3835	3865	3953
	Wartość skumulowana	3835	7700	11653	15488	19352	23305
Energetyka biomasowa	Roczny przyrost zatrudnienia	274	524	557	493	837	302
	Wartość skumulowana	274	798	1355	1848	2685	2988
Energetyka biogazowa	Roczny przyrost zatrudnienia	602	732	944	932	1558	1581
	Wartość skumulowana	602	1333	2277	3210	4767	6348
Energetyka wodna	Roczny przyrost zatrudnienia	4	4	4	5	5	93
	Wartość skumulowana	4	9	13	18	22	115
Kolektory słoneczne	Roczny przyrost zatrudnienia	3401	4535	3590	4535	1889	3590
	Wartość skumulowana	3401	7936	11526	16060	17950	21540

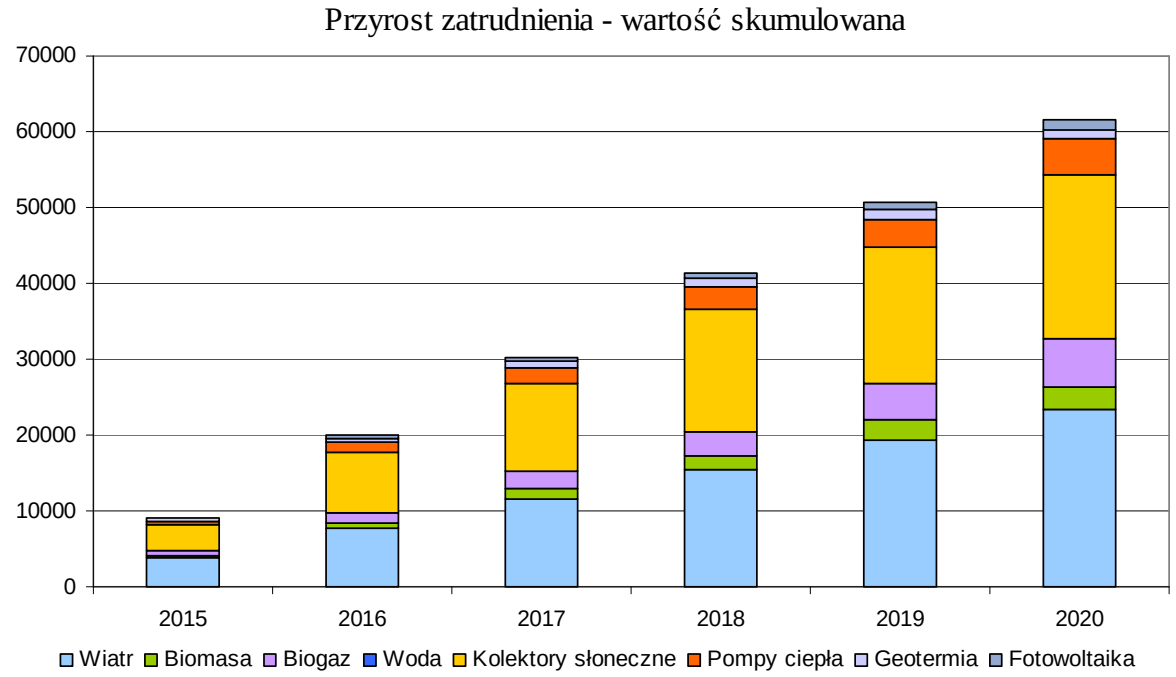
Fotowoltaika	Roczny przyrost zatrudnienia	155	208	208	208	234	234
	Wartość skumulowana	155	363	571	779	1013	1247
Pompy ciepła	Roczny przyrost zatrudnienia	609	667	731	812	887	980
	Wartość skumulowana	609	1276	2007	2819	3706	4686
Geotermia	Roczny przyrost zatrudnienia	280	260	320	380	40	40
	Wartość skumulowana	280	540	860	1240	1280	1320
SUMA	**Roczny przyrost zatrudnienia**	**9160**	**10794**	**10307**	**11199**	**9315**	**10773**
	Wartość skumulowana	**9160**	**19954**	**30261**	**41460**	**50775**	**61548**

Źródło: Opracowanie Ministerstwa Gospodarki na podstawie założeń.

Rysunek 5. Prognoza wpływu regulacji na wzrostu zatrudnienia w latach 2015-2020.



Rysunek 6. Prognoza wpływu regulacji na wzrostu zatrudnienia w latach 2015-2020 (wartość skumulowana).



Wskazane w powyższej tabeli 8 oraz na rysunkach 5 i 6 zwiększenie zatrudnienia zostało wyliczone w oparciu o ww. dokument („The state of renewables energy in Europe. 11th EurObserv'ER Report"), przyjmując następujące założenia:

- **Energetyka wiatrowa**
  Wzrost mocy zainstalowanej określono na podstawie założeń Ministerstwa Gospodarki przygotowanych na potrzeby wyliczenia kosztów systemu wsparcia, dla uproszczenia analizy założono, iż ilość miejsc pracy na 1 MW mocy zainstalowanej będzie określony na stałym poziomie z 2010 r. – 5,9 osoby/MW (pomimo, iż z doświadczeń innych państw wynika, iż wraz z rozwojem rynku przedmiotowy wskaźnik ma tendencję malejącą). Dodatkowo należy podkreślić, iż ww. wartość dotyczy zarówno miejsc pracy bezpośrednio związanych z rozwojem instalacji OZE (wytwarzanie urządzeń, montaż, itp.), jak również pośrednio (transport, itp.). Ponadto, założono, iż ilość miejsc pracy przypadających na 1 MW mocy zainstalowanej jest równa w przypadku instalacji lądowych i morskich.
- **Energia wytworzona z biomasy**
  Wzrost mocy zainstalowanej określono na podstawie założeń Ministerstwa Gospodarki przygotowanych na potrzeby wyliczenia kosztów systemu wsparcia oraz wynikający z KPD, dla uproszczenia analizy założono, iż ilość miejsc pracy na ilość wytworzonej energii (ktoe) będzie określony na stałym poziomie z 2010 r. – 2,8 osoby/ktoe. Dodatkowo należy podkreślić, iż ww. wartość dotyczy zarówno miejsc pracy bezpośrednio związanych z rozwojem instalacji OZE (wytwarzanie urządzeń, montaż, itp.), jak również pośrednio (transport, itp.).
- **Energia wytworzona z biogazu**
  Wzrost mocy zainstalowanej określono na podstawie założeń Ministerstwa Gospodarki przygotowanych na potrzeby wyliczenia kosztów systemu wsparcia oraz wynikający z KPD, dla uproszczenia analizy założono, iż ilość miejsc pracy na ilość wytworzonej energii (ktoe) będzie określony na stałym poziomie z 2010 r. – 11,8 osoby/ktoe (pomimo,

iż z doświadczeń innych państw wynika, iż wraz z rozwojem rynku przedmiotowy wskaźnik ma tendencję malejącą). Dodatkowo należy podkreślić, iż ww. wartość dotyczy zarówno miejsc pracy bezpośrednio związanych z rozwojem instalacji OZE (wytwarzanie urządzeń, montaż, itp.), jak również pośrednio (transport, itp.).

- **Energetyka wodna**
  Wzrost mocy zainstalowanej określono na podstawie założeń Ministerstwa Gospodarki przygotowanych na potrzeby wyliczenia kosztów systemu wsparcia oraz wynikający z KPD, dla uproszczenia analizy założono, iż ilość miejsc pracy na 1 MW mocy zainstalowanej będzie określony na stałym poziomie z 2010 r. – 1,1 osoby/MW. Dodatkowo należy podkreślić, iż ww. wartość dotyczy zarówno miejsc pracy bezpośrednio związanych z rozwojem instalacji OZE (wytwarzanie urządzeń, montaż, itp.), jak również pośrednio (transport, itp.). Ponadto, założono, iż ilość miejsc pracy przypadających na 1 MW mocy zainstalowanej jest równa w przypadku małych, jak i dużych instalacji.
- **Kolektory słoneczne**
  Wzrost mocy zainstalowanej określono zgodnie z KPD, dla uproszczenia analizy założono, iż ilość miejsc pracy na 1 MW mocy zainstalowanej będzie określony na stałym poziomie z 2010 r. – 2,7 osoby/MW (pomimo, iż z doświadczeń innych państw wynika, iż wraz z rozwojem rynku przedmiotowy wskaźnik ma tendencję malejącą). Dodatkowo należy podkreślić, iż ww. wartość dotyczy zarówno miejsc pracy bezpośrednio związanych z rozwojem instalacji OZE (wytwarzanie urządzeń, montaż, itp.), jak również pośrednio (transport, itp.).
- **Fotowoltaika**
  W związku z proponowanym systemem wsparcia OZE założono, iż rozwój technologii fotowoltaicznej zostanie ograniczony jedynie do mikroinstalacji. Dla uproszczenia analizy założono, iż ilość miejsc pracy na 1 MW mocy zainstalowanej będzie określony na stałym poziomie z 2010 r. – 6,5 osoby/MW (pomimo, iż z doświadczeń innych państw wynika, iż wraz z rozwojem rynku przedmiotowy wskaźnik ma tendencję malejącą).
- **Pompy ciepła**
  Wzrost mocy zainstalowanej określono zgodnie z KPD, dla uproszczenia analizy założono, iż ilość miejsc pracy na 1 MW mocy zainstalowanej (1 MW – 1429 m^2) będzie określony na stałym poziomie z 2010 r. – 5,8 osoby/MW (pomimo, iż z doświadczeń innych państw wynika, iż wraz z rozwojem rynku przedmiotowy wskaźnik ma tendencję malejącą). Dodatkowo należy podkreślić, iż ww. wartość dotyczy zarówno miejsc pracy bezpośrednio związanych z rozwojem instalacji OZE (wytwarzanie urządzeń, montaż, itp.), jak również pośrednio (transport, itp.).
- **Geotermia**
  Wzrost mocy zainstalowanej określono zgodnie z KPD, dla uproszczenia analizy założono, iż ilość miejsc pracy na ilość wytworzonej energii (ktoe) będzie określony na stałym poziomie z 2010 r. – 20 osób/ktoe (pomimo, iż z doświadczeń innych państw wynika, iż wraz z rozwojem rynku przedmiotowy wskaźnik ma tendencję malejącą). Dodatkowo należy podkreślić, iż ww. wartość dotyczy zarówno miejsc pracy bezpośrednio związanych z rozwojem instalacji OZE (wytwarzanie urządzeń, montaż, obsługa, itp.), jak również pośrednio (transport, itp.).

Ponadto, przepisy projektowanej ustawy mogą mieć wpływ na zatrudnienie w sektorze górnictwa, w związku ze zwiększającą się produkcją energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. Niemniej jednak, należy zauważyć, iż wzrost wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych, przy jednoczesnym rosnącym zapotrzebowaniu na energię, nie musi oznaczać

redukcji zatrudnienia w sektorach związanych z wytwarzaniem energii w oparciu o paliwa kopalne.
Poniższa tabela 9, przedstawia możliwy spadek zatrudnienia w sektorze górnictwa węgla kamiennego i brunatnego w 2020 r. (w odniesieniu do stanu zatrudnienia w 2010 r.), przy założeniu, iż cała energia elektryczna ze źródeł odnawialnych zastąpi energię wytworzoną z węgla kamiennego i brunatnego (co w praktyce nie powinno mieć jednak miejsca z uwagi na prognozy rozwoju gospodarczego Polski i związane z tym zwiększenie zapotrzebowania na energię elektryczną). Dodatkowo należy zauważyć, iż dla uproszczenia analizy, założono jednakowy, jednostkowy, nakład pracy niezbędny do wydobycia tony węgla kamiennego i brunatnego.

Tabela 9. Prognoza zmian zatrudnienia w sektorze górnictwa.

	ETATY
Zatrudnienie w górnictwie w 2010 r.	**121 883**
Wydobycie węgla kamiennego w 2010 r. (tys. t)	**76 728**
Wydobycie węgla brunatnego w 2010 r. (tys. t)	**56 510**
Zużycie węgla kamiennego w energetyce w 2010 r. (tys. t)	**35 803**
Zużycie węgla brunatnego w energetyce w 2010 r. (tys. t)	**54 873**
Produkcja energii z węgla kamiennego w 2010 r. (GWh)	**87 941**
Produkcja energii z węgla brunatnego w 2010 r. (GWh)	**48 651**
Produkcja energii z OZE w 2020 r. (GWh)	**32 400**
Zmniejszenie zatrudnienia w górnictwie węgla kamiennego w 2020 r.	**6 949**
Zmniejszenie zatrudnienia w górnictwie węgla brunatnego w 2020 r.	**13 319**

Źródło: Opracowanie Ministerstwa Gospodarki na podstawie założeń.

Dodatkowo przepisy projektowanej ustawy mogą mieć wpływ na zatrudnienie w sektorze skupiającym podmioty konkurujące z sektorem energetycznym o surowiec drzewny. Niemniej jednak, w związku z faktem, iż przepisy przedmiotowego projektu uniemożliwiają wykorzystanie pełnowartościowego drewna (według wskazanych norm) na cele energetyczne, przewiduje się, iż przedmiotowe rozwiązania zapewnią minimalizację potencjalnego negatywnego wpływu na rynek pracy.

Ponadto, należy zauważyć, iż rozwój odnawialnych źródeł energii powinien przyczynić się do przesunięcia miejsc pracy z sektorów tradycyjnych, np. górnictwo, do sektorów o wysokim stopniu innowacyjności np. produkcja urządzeń na potrzeby energetyki odnawialnej. W dłuższej perspektywie czasowej, będzie to miało istotne znaczenie dla rozwoju gospodarki opartej na wiedzy.

Dodatkowo, ww. zmiana struktury zatrudnienia (przesunięcie zasobów z dużych przedsiębiorstw z jednej gałęzi gospodarki – górnictwo, do mniejszych działających w różnych sektorach gospodarki np. finansowym, wytwórczym, rolnym, usługowym) pozwoli na zwiększenie elastyczności rynku pracy. Brak przedmiotowej zmiany oznaczałby, iż w sytuacji ewentualnego kryzysu w górnictwie zdecydowanie większa część zatrudnionych byłaby zagrożona utratą pracy.

c) konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym na funkcjonowanie przedsiębiorstw:

Dynamiczny rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii przyczyni się do rozwoju rodzimych przedsiębiorstw dostarczających urządzenia na potrzeby energetyki odnawialnej. Powyższe może mieć istotny wpływ na zwiększenie konkurencyjności polskiej gospodarki, biorąc pod uwagę fakt, iż przedmiotowy sektor gospodarki opiera się na dostarczaniu innowacyjnych produktów (np.: urządzenia OZE).
Ponadto, z uwagi na duży rynek wewnętrzny, Polska może zwiększyć swoją atrakcyjność jako miejsce lokowania inwestycji zagranicznych (zarówno związanych z wytwarzaniem urządzeń OZE, jak również badaniami i rozwojem).
Przeniesienie części bazy wytwórczej do Polski powinno również pozytywnie wpłynąć na zwiększenie eksportu przedmiotowych urządzeń, co przyczyni się do poprawy bilansu płatniczego Polski.

Ponadto, rozwój instalacji wykorzystujących biomasę spowoduje znaczące zwiększenie zapotrzebowania na przedmiotowe paliwo, w tym na tzw. biomasę leśną, co może skutkować wzrostem cen drewna. Powyższe przyczyni się do zwiększenia konkurencji między podmiotami z różnych sektorów gospodarki o przedmiotowy surowiec. Wyższa cena surowca może być czynnikiem sprzyjającym wprowadzaniu nowych, bardziej efektywnych technologii pozwalających na zwiększenie wydajności surowcowej zarówno poszczególnych przedsiębiorstw, jak i całego sektora drzewnego. Wymaga również zaznaczenia, iż wzrost cen drewna nie będzie dotyczył krajowego drewna pełnowartościowego, które zgodnie z przepisami przedmiotowego projektu nie będzie przeznaczane na cele energetyczne.
Zwiększone zapotrzebowanie na biomasę będzie miało również pozytywny wpływ na bardziej efektywne wykorzystanie biomasy stanowiącej pozostałości lub odpady z produkcji rolnej (np. słoma, odchody zwierzęce, itp.) oraz przemysłu przetwarzającego produkty rolne (np. tłuszcze odpadowe, wysłodki, itp.) jak również odpadów biodegradowalnych (np. biodegradowalne odpady komunalne, itp.). Powyższe skutkować również będzie podniesieniem rentowności przedsiębiorstw wytwarzających przedmiotową biomasę dzięki możliwości jej sprzedaży przedsiębiorstwom energetycznym. Obniżenie kosztów funkcjonowania ww. wytwórców biomasy powinno pozytywnie wpłynąć na wzrost konkurencyjności polskich przedsiębiorstw na rynku międzynarodowym.
Zgodnie z KPD przewiduje się wykorzystanie następujących grup biomasy stanowiącej pozostałości lub odpady z produkcji rolnej oraz przemysłu przetwarzającego produkty rolne, jak również odpadów biodegradowalnych.

- **Produkty uboczne z rybołówstwa (odpady)**
  Wg Morskiego Instytutu Rybackiego produkty uboczne rybołówstwa stanowią ok. 4% wagi ryb. Dotychczas produkty uboczne z rybołówstwa nie miały zastosowania do produkcji energii odnawialnej. Próby zastosowania oleju z ryb do produkcji biopaliw zostały podjęte stosunkowo niedawno (2008–2009) i prawdopodobnie będą kontynuowane. Nie przewiduje się jednak, aby do 2020 r. produkty uboczne z rybołówstwa odegrały większą rolę jako surowce bioenergetyczne ze względu na ich

inne, tradycyjne zastosowania (przemysł farmaceutyczny, paszowy i inne), tym bardziej, że ich podaż będzie się zmniejszała do 2020 r.
Szczegółowe dane do prognozy dotyczące produktów ubocznych z rybołówstwa zawiera załącznik nr 1 do KPD.

- **Produkty uboczne i przetworzone pozostałości z rolnictwa (odpady)**
  Produkty uboczne i przetworzone pozostałości pochodzące z rolnictwa dzielą się na: pochodzące z produkcji roślinnej i zwierzęcej.
  Produkty uboczne i przetworzone pozostałości w postaci obornika i gnojowicy zostały opisane w KPD. Liście buraczane, jako surowiec energetyczny opisano w części poświęconej pozostałościom przemysłu cukrowniczego.
  Biomasa pochodząca z trwałych użytków zielonych (TUZ) została opisana w załączniku 1 do KPD.
  Podstawowym produktem ubocznym z produkcji roślinnej jest słoma zbożowa. Polskie rolnictwo produkuje corocznie około 25-28 mln Mg słomy[1)]. Nadwyżki słomy mogą być wykorzystanie na cele energetyczne.
  Założenia do prognozy potencjału wykorzystania słomy na cele energetyczne na lata 2015 i 2020 są następujące:
  - średnie plony zbóż z ha użytków rolnych wzięto do prognozy z lat 2000–2008,
  - przyjęto wskaźnik masy słomy do masy ziarna 1:1,
  - przyjęto możliwość energetycznego wykorzystania słomy w wysokości 10% zbiorów słomy (rozdrobniona struktura upraw),
  - przyjęto wartość opałową słomy - 14GJ/Mg.

  Szczegółowe informacje znajdują się w załączniku nr 1 do KPD.
- **Pozostałości powstałe z przygotowania i przetwórstwa produktów spożywczych pochodzenia zwierzęcego (odpady)**
  Wykorzystanie zwierząt rzeźnych wskazuje, że 27% ich masy stanowią pozostałości do utylizacji. W zbieranych w Polsce pozostałościach z przygotowania i przetwórstwa produktów spożywczych pochodzenia zwierzęcego dominują pozostałości wieprzowe (62%), drobiowe (13%), pierze (13%) oraz krew (10%). Pozostałości te nie mogą być wykorzystane od 1997 r. jako mączka mięsno-kostna w żywieniu zwierząt rzeźnych. Dlatego wykorzystanie energetyczne jest jak najbardziej wskazane i możliwe (np. w biogazowni). Jednym z najcenniejszych pozostałości przetwórstwa mięsa jest tłuszcz zwierzęcy.
  Ogólnie na polskim rynku występuje deficyt tłuszczu zwierzęcego w produkcji spożywczej i nie należy liczyć na tę pełnowartościową grupę produktów jako komponentów biomasy energetycznej. Przyszłościowe znaczenie energetyczne mogłyby mieć zatem tylko tłuszcze odpadowe (nie mające zastosowania spożywczego), związane z utylizacją odpadów zwierzęcych w wysokiej temperaturze. Ilość tłuszczu odpadowego powstałego w ten sposób w Polsce szacuje się na ok. 80-100 mln l. Szczegółowe dane zawiera załącznik nr 1 do KPD.
- **Produkty uboczne i pozostałości pochodzenia roślinnego, w tym odpady z owoców, warzyw czy olejów jadalnych**
  W tej grupie największy udział mają produkty uboczne i pozostałości z przetwórstwa owocowego. Większość produktów ubocznych i pozostałości z produkcji warzyw zostaje na polu (np. po kalafiorach, kapuście), lub jest sprzedawana wraz z warzywami. Obecnie znaczenie energetyczne w tej grupie produktów ubocznych i pozostałości mają m.in. wytłoki owoców (zastosowanie - pelety), pestki (do spalania bezpośredniego) lub wytłoki

[1)] W zależności od plonu zbóż w danym roku.

używane jako substrat do biogazowni, ewentualnie gorzelni. Zastosowanie do produkcji biogazu i etanolu mogłyby mieć także produkty niepełnowartościowe, przeterminowane.
Wraz ze wzrostem wykorzystania rzepaku na cele energetyczne, istnieje potencjał w zakresie wykorzystania śruty do spalania bezpośredniego i w biogazowniach, o ile wystąpi podaż taniej śruty i pokryte będzie zapotrzebowanie na pasze. W Polsce zbiór olejów posmażalniczych był dotychczas słabo zorganizowany. Jego potencjał szacuje się na ok. 100 mln l/rok. Planowana w tym zakresie zmiana uwarunkowań prawnych powinna udostępnić tego typu pozostałości np. do produkcji estrów metylowych. Szczegółowe dane zawiera załącznik nr 1 do KPD.

- **Produkty uboczne i pozostałości z przemysłu cukrowniczego**
  W przypadku przemysłu cukrowniczego mamy dwa rodzaje biomasy, które można rozpatrywać w kontekście zastosowania energetycznego: melasę i liście buraczane (te nie były dotychczas rozpatrywane jako uboczny produkt rolniczy o znaczeniu energetycznym, więc wzięto je pod uwagę przy przemyśle cukrowniczym).
  Melasa posiadała znaczenie rynkowe, głównie jako surowiec do produkcji alkoholu etylowego (w zależności od relacji cenowej do zbóż, wytwarzane jest z niej 10–20% krajowego alkoholu etylowego ogółem). Melasa miała też zastosowanie w produkcji zwierzęcej jako uzupełnienie paszy. W późniejszym okresie, mając zastosowanie w przemyśle drożdżowym, produkcji kwasku cytrynowego i bioetanolu, jej znaczenie wzrosło, a obecnie jest nawet notowana na giełdzie towarowej. Przejściowo występował niedobór melasy na polskim rynku, związany m.in. z korzystną jej sprzedażą na rynkach zagranicznych. Ze względu na wejście w życie dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. *w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE* (Dz. Urz. UE L 140 z 5.06.2009 r., str. 16), zwanej dalej „dyrektywą 2009/28/WE" należy przewidywać wzrost zainteresowania melasą. Szczegółowe dane zawiera załącznik nr 1 do KPD.
- **Produkty uboczne i pozostałości z przemysłu mleczarskiego**
  Mleczarstwo może być dostawcą wielu surowców energetycznych w szczególności: serwatki, popłuczyn i innych surowców nieprzydatnych do dalszego przetwórstwa w mleczarni lub produktów niezgodnych z wymaganiami jakościowymi (np. przeterminowanych). Szczególnie serwatka dobrze się wpisuje w zdolności do produkcji biogazu (czy etanolu), o ile występuje jej duży nadmiar. Ocenia się, że w Polsce objętość powstałej serwatki wynosi ok. 2 mld l/rok. Ilość energii, jaką można uzyskać z serwatki w naszym kraju, wykorzystując proces fermentacji metanowej mieści się w przedziale 198-560 GWh/rok. Planowane biogazownie, fermentujące pozostałości przemysłu mleczarskiego, ze względów ekonomicznych powinny być budowane w miejscu powstania ww. produktów ubocznych i pozostałości z przemysłu mleczarskiego.
- **Odpady z przemysłu piekarniczego i cukierniczego**
  Odpady z przemysłu piekarniczego i cukrowniczego mogą być wykorzystywane lokalnie do celów energetycznych. Dobrym przykładem może być wykorzystanie surowców piekarniczych pochodzących ze zwrotów sklepowych jako produkt przeterminowany do produkcji peletów jako materiału opałowego.
- **Produkty uboczne i pozostałości z produkcji napojów alkoholowych i bezalkoholowych**
  Produkty uboczne i pozostałości z produkcji napojów bezalkoholowych omówiono przy opisie przetwórstwa owocowego. W przypadku napojów alkoholowych dotychczas najczęściej miały zastosowanie energetyczne pozostałości z przemysłu spirytusowego (z gorzelni). W przypadku wyrobów spirytusowych produktem ubocznym jest wywar,

powstający w gorzelniach, w których produkuje się destylat (stosunek objętości wywaru do destylatu wynosi jak 10:1).
Biorąc pod uwagę w miarę stałe spożycie alkoholu etylowego w Polsce, wynoszące ok. 120 mln l/rok[2)] w procesie produkcji otrzymamy ok. 1,2 mld l wywaru na rok. Podobne relacje wywaru do destylatu powstają w przypadku produkcji bioetanolu. Szczegółowe dane dotyczące prognozy odpadów z wyrobów spirytusowych przedstawia załącznik nr 1 do KPD .

- **Biomasa z odpadów komunalnych**
  Prognozując ilości wytwarzanych odpadów komunalnych ulegających biodegradacji, założono niewielkie ich zmniejszanie w latach 2015–2020. Wynika to z prognozy demograficznej, która zakłada spadek liczby mieszkańców kraju w latach 2010–2020. Założono, że największą pozycję w całkowitej masie drewna poużytkowego, możliwej do odzysku z odpadów komunalnych, może stanowić drewno, pochodzące od bezpośrednich konsumentów wyrobów drzewnych[3)]. Z odpadów, które będą przeznaczone do spalenia można odzyskiwać energię w kogeneracji lub tylko elektryczną. Zakłada się, że ok. 42% energii elektrycznej wytwarzanej ze zmieszanych odpadów komunalnych będzie klasyfikowane jako „zielona" . Szacuje się, że do 2020 r. wskaźnik ten będzie wzrastał ok. 1% rocznie.
- **Ulegająca biodegradacji część odpadów przemysłowych**
  Założono, że największą pozycję w całkowitej masie drewna poużytkowego, możliwej do odzysku z odpadów przemysłowych, będzie stanowić drewno pochodzące z budownictwa[4)] (prawie 60%). Prognozuje się, że drewno poużytkowe pochodzące z zużytych palet będzie w większym stopniu wykorzystywane na cele energetyczne niż obecnie. Zakłada się, że na cele energetyczne można będzie przeznaczyć w latach 2015–2020 od 250 do 300 tys. Mg makulatury zadrukowanej.
- **Osady ściekowe**
  W przypadku komunalnych osadów ściekowych prognozuje się ich wzrost w latach 2010-2020, w miarę realizacji inwestycji z zakresu budowy i rozbudowy sieci kanalizacyjnych oraz oczyszczania ścieków. Szacuje się, że w 2015 r. masa wytwarzanych osadów będzie wynosiła ok. 640 tys. Mg, a w 2020 r. przekroczy 700 tys. Mg w przeliczeniu na suchą masę (s. m.). Prognozuje się, że docelowo w 2020 r. będzie się termicznie przekształcać ponad 400 tys. Mg s.m. osadów. Potencjał techniczny dla wykorzystania biogazu z oczyszczalni ścieków do celów energetycznych jest bardzo wysoki. Standardowo z 1 m^3 osadu (4-5% suchej masy) można uzyskać 10-20 m^3 biogazu o zawartości metanu ok. 60%. Ze względów ekonomicznych pozyskanie biogazu do celów energetycznych jest obecnie uzasadnione tylko w większych oczyszczalniach ścieków, przyjmujących średnio ponad 8 -10 tys. m^3/dobę.
  W tabeli 10 przedstawiono prognozę krajowych dostaw biomasy w latach 2015–2020.

[2)] W przeliczeniu na 100% alkohol, średnio łącznie z pojawiającym się sporadycznie eksportem oraz z etanolem przeznaczonym na produkty winopodobne.
[3)] Drewno pochodzące głównie ze zużytych mebli (z wyłączeniem elementów drewnopochodnych).
[4)] Drewno z wyeksploatowanych okien i drzwi.

Tabela 10. Prognoz krajowych dostaw biomasy w latach 2015–2020.

Sektor pochodzenia		2015		2020	
		Przewidywana ilość zasobów krajowych tys. Mg	Produkcja energii pierwotnej (ktoe)	Przewidywana ilość zasobów krajowych tys. Mg	Produkcja energii pierwotnej (ktoe)
A) Biomasa z leśnictwa:	1. bezpośrednie dostawy biomasy drzewnej z lasów i innych zalesionych gruntów na potrzeby wytwarzania energii	6411	1071	6081	1016
	2. pośrednie dostawy biomasy drzewnej na potrzeby wytwarzania energii	5572	931	6375	1065
B) Biomasa z rolnictwa i rybołówstwa:	1. płody rolne i produkty rybołówstwa dostarczane bezpośrednio na potrzeby wytwarzania energii	1414	405	4056	1162
	2. produkty uboczne i przetworzone pozostałości rolnictwa oraz produkty uboczne rybołówstwa na potrzeby wytwarzania energii	5690	1358	7428	1773
C) Biomasa z odpadów:	1. ulegająca biodegradacji część stałych odpadów miejskich, w tym bioodpady (ulegające biodegradacji odpady ogrodowe i parkowe, odpady spożywcze i kuchenne z gospodarstw domowych, restauracji, placówek zbiorowego żywienia i handlu detalicznego, i porównywalne odpady z zakładów przetwórstwa spożywczego) oraz gaz z odpadów	4339	932	6373	1369
	2. ulegająca biodegradacji część odpadów przemysłowych (w tym papier, karton, palety)	645	154	1127	269
	3. osady ze ścieków kanalizacyjnych	340	65	628	120

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych: PGL Lasy Państwowe, GUS, Instytutu Technologii Drewna, Polska Izba Gospodarcza Przemysłu Drzewnego, Związek Papierników Polskich, IUNG, Popyt na żywność (2008), Rynek ryb (2008), Rynek mleka (2009), Rynek ziemniaka (2009), Rynek drobiu i jaj (2009), Rynek mięsa (2009), Rynek zbóż (2009), Rynek owoców i warzyw (2009), IERiGZ, ARR, ARiMR, MRiRW, Ministerstwo Środowiska.

Zaproponowane w projekcie ustawy rozwiązania mogą również spowodować znaczący rozwój przedsiębiorstw zajmujących się budową lub przebudową instalacji odnawialnych źródeł energii, przedsiębiorstw zajmujących się finansowaniem inwestycji w odnawialne źródła energii, przedsiębiorstw zajmujących się transportem (przede wszystkim związanych z transportem biomasy), jak również przedsiębiorstw z sektora ubezpieczeń dostarczających usług właścicielom instalacji OZE.

Ustawa wprowadza także szereg rozwiązań mających na celu ułatwienie prowadzenia działalności polegającej na wytwarzaniu energii w ramach mikro i małych instalacji OZE. Proponowane przepisy prawne zwalniają wytwórców energii elektrycznej z mikro i małych instalacji OZE z obowiązku uzyskania koncesji. W przypadku mikroinstalacji projekt ustawy OZE przewiduje kontynuację obowiązujących rozwiązań zawartych w ustawie – Prawo energetyczne, tj. zwolnienie osób fizycznych wytwarzających energię elektryczną

w mikroinstalcji OZE z obowiązku prowadzenia działalności gospodarczej oraz zwolnienie wszystkich wytwórców energii elektrycznej w mikroinstalacji OZE z obowiązku uzyskiwania koncesji. W przypadku małych instalacji OZE projekt ustawy OZE zwalnia wytwórców z obowiązku uzyskania koncesji i wprowadza łagodniejszą formę działalności regulowanej tj. obowiązek rejestrowy. Zdaniem Ministerstwa Gospodarki rejestr wytwórców energii elektrycznej w małych instalacjach OZE przyczyni się do znaczącego usprawnienia procesu przygotowań do rozpoczęcia działalności gospodarczej w tym zakresie. Rejestr ten będzie prowadzony przez Prezesa URE.

Wdrażanie systemów inteligentnego opomiarowania, umożliwi podejmowanie działań proefektywnościowych i stanowi element budowy inteligentnych sieci elektroenergetycznych. Efektywne zarządzanie energią elektryczną zarówno po stronie podaży jak i popytu jest fundamentalne dla ograniczenia emisji CO_2, oszczędności pierwotnych nośników energii oraz rozwoju odnawialnych źródeł energii elektrycznej u prosumentów.

Sprawnie działająca sieć inteligentna może w przyszłości skutecznie integrować rozproszone wytwarzanie energii elektrycznej w mikroźródłach, oraz prowadzić do rozwoju samochodów elektrycznych i inteligentnie zarządzanych sieci domowych.

Rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną ze strony odbiorców, przy malejących zdolnościach wytwarzania energii, wskazuje na konieczność wdrożenia programów zarządzania popytem, jako sposobu na zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Pozytywnym skutkiem projektowanych rozwiązań będzie racjonalizacja zużycia energii w gospodarstwach domowych oraz zmniejszenie energochłonności gospodarki.

Dzięki lepszemu dostępowi do informacji o zużyciu energii w czasie rzeczywistym możliwe jest zmniejszenie kosztów funkcjonowania systemu elektroenergetycznego poprzez poprawę w zakresie dostosowania popytu na energię i podaży, co przyczyni się również do wzrostu elastyczności i konkurencyjności rynku energii.

Z punktu widzenia przedsiębiorstw energetycznych wprowadzane rozwiązania oznaczają potencjalną redukcję kosztów dzięki pozyskaniu bardziej dokładnych danych rynkowych oraz wzrost przychodów w wyniku redukcji strat i nieefektywności w systemie (np. szybsze usuwanie awarii, eliminacja nielegalnego poboru itd.).

Z punktu widzenia operatora systemu przesyłowego projektowane rozwiązania oznaczają poprawę bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego oraz obniżenie kosztów mechanizmu bilansowania.

Poprawa w zakresie funkcjonowania rynku energii może skutkować ograniczeniem podwyżek cen, dzięki ujawnieniu cenowej elastyczności popytu i dokładniejszej informacji rynkowej.

d) Wpływ aktu normatywnego na sytuację i rozwój regionalny

Zwiększone zapotrzebowanie na biomasę pozytywnie wpłynie na rozwój obszarów wiejskich, posiadających zdolności zwiększenia produkcji przedmiotowego paliwa (możliwości wykorzystania odłogów i ugorów). Należy przy tym zauważyć, iż do odłogów zalicza się powierzchnie gruntów ornych nie dające plonów, które co najmniej przez dwa lata nie były uprawiane, a także grunty orne, które decyzją właściwego organu rolnictwa przeznaczono do zalesienia, ale nie zostały jeszcze zalesione. Do ugorów należy zaliczyć grunty orne, które w danym roku do 20 maja nie były pod zasiewami, również te grunty, które są przygotowywane do uprawy, ale będą obsiane dopiero jesienią i dadzą plon w roku następnym. Od 2007 r. grunty ugorowane oraz powierzchnia odłogów, jeśli nie przewiduje się jej powrotu do użytkowania rolniczego, są zaliczane do pozostałych gruntów.

Według *Powszechnego Spisu Rolnego* przeprowadzonego w 2002 r. odłogowano i ugorowano łącznie 2,3 mln ha gruntów ornych, co stanowiło 17,6% ich ogólnej

powierzchni. W 2004 roku zmniejszono areał odłogów i ugorów do 1,3 mln ha, co w znacznym stopniu związane było z realizacją w Polsce Wspólnej Polityki Rolnej UE. Uzyskanie dopłat bezpośrednich, uwarunkowane utrzymaniem ziemi w kulturze rolniczej oraz możliwość uzyskania środków z funduszy strukturalnych na rozwój gospodarstw, sprzyja poprawie i racjonalizacji gospodarki rolnej. W 2008 r. powierzchnia odłogów i ugorów wyniosła już tylko 491,5 tys. ha, czyli prawie pięciokrotnie mniej niż w 2002 roku. Poniższa tabela 11 opracowana na podstawie danych GUS zawiera informacje dotyczących powierzchni odłogów i ugorów.

Tabela 11. Powierzchnia odłogów i ugorów.

Lata	**2005**	**2006**	**2007**	**2008**
Powierzchnia odłogów i ugorów (tys. ha)	1028,6	984,0	440,9	491,5
w % powierzchni gruntów ornych	8,4	7,9	3,5	3,1

Źródło: Dane GUS

Ponadto, należy zauważyć, iż w Polsce na jednego mieszkańca przypada około 0,41 ha użytków rolnych, a w UE-15 wartość ta wynosi zaledwie 0,19 ha. Stąd też Polska była i jest postrzegana jako kraj, który może mieć bardzo znaczący udział w produkcji biomasy na cele energetyczne w UE. Według szacunków polski potencjał do uprawy roślin energetycznych wynosi od 1,0 do 4,3 mln ha do 2020 r.[5)]

Z analiz wykonanych w Instytucie Uprawy Nawożenia i Gleboznawstwa – Państwowy Instytut Badawczy (IUNG PIB) wynika, że bez szkody dla produkcji żywności, rolnictwo polskie może przeznaczyć do 2020 r. 0,6 mln ha pod produkcję zbóż na bioetanol, 0,4 mln ha pod produkcję rzepaku na biodiesel, oraz ok. 1 mln ha pod produkcję biomasy dla potrzeb energetyki zawodowej. IUNG-PIB wykonało analizy z użyciem Systemu Informacji Geograficznej które wykazały, że jeśli założyć, iż rośliny na biopaliwa stałe powinny być uprawiane poza obszarami chronionymi i górskimi, w rejonach o rocznej sumie opadów większej niż 550 mm i na glebach mniej przydatnych o poziomie zalegania wód gruntowych do 2 m, to rolnictwo polskie mogłoby przeznaczyć na ten cel potencjalnie około 1 mln ha gleb.

Polska ze względu na warunki glebowe oraz klimatyczne (zwłaszcza stosunkowo małe opady i ograniczone zasoby wód gruntowych) nie może być zaliczona do krajów o warunkach bardzo sprzyjających produkcji roślin na cele energetyczne. W dodatku mamy zaledwie około 50% gleb bardzo dobrych i dobrych (bardzo odpowiednich do produkcji roślin energetycznych). Gleby te muszą być jednak zachowane dla produkcji żywności i pasz. Wynika stąd, że pod wieloletnie plantacje energetyczne przeznaczane być mogą jedynie gleby gorszej jakości, mniej przydatne do produkcji na cele żywnościowe. Uprawa na takich glebach roślin energetycznych ograniczy wysokość ich plonów, a to w konsekwencji może zmniejszyć opłacalność produkcji. Poniższa tabela 12 prezentuje potencjalne areały gruntów przydatnych do produkcji biomasy na cele energetyczne w Polsce.

[5)] Faber A., Potencjał i konsekwencje rolnej produkcji biomasy dla energetyki, Płońsk 2008 za: Gańko E., Dostępne grunty oraz odpowiadający im potencjał produkcji upraw energetycznych w perspektywie 2020. Pamiętnik Puławski, 2008

Tabela 12. Potencjał wykorzystania gruntów na potrzeby produkcji biomasy na cele energetyczne.

Rośliny	Użytek	Przydatność gruntów (%)					Plon (Mg s.m./ha)			
		BP	P	ŚP	MP	NP	BP	P	ŚP	MP
Zielne	UR	33	10	18	0	39	17,1	13,3	9,4	17,1
Krzewiaste	UR	14	37	31	10	7	13,3	10,6	7,2	13,3
Zbożowe	GO	34	11	16	4	35	8,6	6,5	4,5	8,6

Źródło: IUNG-PIB

BP- bardzo przydatne,
P- przydatne,
ŚP - średnio przydatne,
MP - mało przydatne,
NP - nie przydatne.

Dodatkowo, przedmiotowe tereny posiadają dogodne warunki do rozwoju rozproszonej energetyki (w szczególności opartej na biomasie oraz biogazie), ze względu na lokalnie występujące zasoby.

Ponadto, przedmiotowa regulacja może pozytywnie wpłynąć na rozwój obszarów, na których funkcjonował przemysł stoczniowy, co wynika z faktu, iż doświadczenie zdobyte przy produkcji statków może zostać wykorzystane przy budowie konstrukcji niezbędnych dla rozwoju energetyki wiatrowej (zarówno lądowej jak i morskiej, w tym wieże pod turbiny wiatrowe, specjalistyczne statki niezbędne przy rozwoju morskich farm wiatrowych). Według danych GUS, na koniec 2010 r. w Polsce działało 4815 podmiotów zajmujących się produkcją i naprawą statków i łodzi oraz pozostałą działalnością stoczniową, w których łączna liczba pracujących wynosiła ponad 28,3 tys. (w województwie pomorskim – 16,7 tys., w województwie zachodniopomorskim – 6,2 tys.). Liczba jednostek pływających wyprodukowanych w 2011 r. wyniosła 14 i była o 41,7% niższa w porównaniu z rokiem poprzednim. Pojemność brutto (GT) statków, których produkcję sfinalizowano w 2011 r. wyniosła 71,9 tys. i była wyższa o 86,5% w porównaniu z rokiem poprzednim. Powyższe dane wskazują, iż rozwój energetyki wiatrowej może mieć istotne znaczenie dla rozwoju regionów nadmorskich, gdzie zlokalizowane są główne podmioty z branży stoczniowej.

Wymaga również zaznaczenia, iż zmniejszenie wykorzystania kopalnych nośników energii, które w dużej mierze są importowane przyczyni się do poprawy bilansu płatniczego Polski. Powyższe oznacza, iż większa ilość środków będzie mogła być zainwestowana na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej.

W celu wskazania możliwości poprawy bilansu handlowego z tytułu zwiększonego wykorzystania krajowej biomasy na cele energetyczne, w poniższej tabeli wskazano wielkość importu węgla przeznaczonego na cele energetyczne w latach 2007-2010 (na podstawie danych GUS).

Tabela 13. Import węgla przeznaczonego na cele energetyczne w latach 2007-2010.

Import	2007	2008	2009	2010
Węgiel kamienny energetyczny (tys ton)	3656	6831	8534	10448
Węgiel kamieny koksowy (tys ton)	2268	3500	2259	3155
Węgiel brunatny (tys ton)	8	20	30	24

Łącznie	**5932**	**10351**	**10823**	**13627**

Źródło: Dane GUS

Z punktu widzenia rozwiązań dedykowanych systemowi inteligentnego opomiarowania nie przewiduje się wpływu przedmiotowej ustawy na sytuację i rozwój regionalny.

e) Wpływ aktu normatywnego na środowisko

Wdrożenie proponowanych rozwiązań w zakresie prowadzenia działalności polegającej na wytwarzaniu energii z OZE, optymalizacji systemy wsparcia dla wytwarzania energii elektrycznej z OZE oraz wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania, przyczynią się do zwiększenia udziału energii wytwarzanej z OZE w końcowym zużyciu energii brutto oraz lepszego zarządzania wytwarzaną energią elektryczną, co będzie miało pozytywny wpływ na ochronę środowiska. Wprowadzane rozwiązania spowodują ograniczenie emisyjności polskiej gospodarki oraz doprowadzą do osiągnięcia znacznych oszczędności wynikających z lepszego wykorzystania wytwarzanej energii elektrycznej.

f) Wskazanie źródeł finansowania

Źródłem finansowania odnawialnych źródeł energii w Polsce, niezależnie od proponowanych zmian pozostaną odbiorcy tej energii. Jednocześnie należy zauważyć, iż propozycja zmian ma na celu zmniejszenia kosztów związanych ze wsparciem OZE w Polsce. Poniżej opisano szacunki skutków finansowych proponowanych zmian.

Obecnie funkcjonujący system wsparcia OZE

1. Struktura prawna

Od dnia 1 października 2005 r. funkcjonuje w Polsce system wsparcia produkcji energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii. Zgodnie z obowiązującą ustawą - *Prawo energetyczne* (Dz. U. z 2012 r., poz. 1059, oraz z 2013 r., poz. 984 i poz. 1238) odbiorca przemysłowy, który w roku kalendarzowym poprzedzającym rok realizacji obowiązku zużył nie mniej niż 100 GWh energii elektrycznej, której koszt wyniósł nie mniej niż 3% wartości jego produkcji, przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej lub obrotu tą energią i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym, odbiorca końcowy, inny niż odbiorca przemysłowy będący członkiem giełdy towarowej w rozumieniu art. 2 pkt 5 ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2010 r. Nr 48, poz. 284, z późn. zm.13) lub członkiem rynku organizowanego przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany, w odniesieniu do transakcji zawieranych we własnym imieniu na giełdzie towarowej lub na rynku organizowanym przez ten podmiot, towarowy dom maklerski lub dom maklerski, o których mowa w art. 2 pkt 8 i 9 ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych, w odniesieniu do transakcji realizowanych na zlecenie odbiorców końcowych, innych niż odbiorcy przemysłowi na giełdzie towarowej lub na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany mają obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii bądź uiszczenia opłaty zastępczej. Wprowadzony w Polsce system wsparcia, będący formułą tzw. zielonych certyfikatów, jest mechanizmem rynkowym sprzyjającym optymalnemu

rozwojowi i konkurencji. Rozdzielając świadectwa pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych od energii fizycznej, umożliwiono obrót na giełdzie prawami majątkowymi wynikającymi z tych świadectw.
Uzupełnieniem tego mechanizmu, jako konsekwencja rozdziału fizycznego przepływu energii elektrycznej od świadectw pochodzenia, jest obowiązek zakupu przez przedsiębiorstwa energetyczne pełniące rolę sprzedawcy z urzędu całej energii elektrycznej wytworzonej w OZE, przyłączonych do sieci znajdujących się w obszarze działania danego sprzedawcy z urzędu, po średniej cenie sprzedaży energii elektrycznej w poprzednim roku kalendarzowym, ustalonej przez Prezesa URE na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18) lit. b ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – *Prawo energetyczne*.

Dodatkowymi zachętami dla rozwoju wykorzystania odnawialnych źródeł energii są:

- obniżenie o 50% rzeczywistych kosztów przyłączenia do sieci dla OZE do 5 MW,
- obowiązek zapewnienia przez operatora systemu elektroenergetycznego pierwszeństwa w świadczeniu usług przesyłania energii elektrycznej z OZE,
- zwolnienie przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających energię elektryczną w odnawialnych źródłach energii o mocy poniżej 5 MW z opłat za udzielenie koncesji oraz opłat związanych z uzyskaniem i rejestracją świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej w OZE.

Bardzo istotnym elementem wsparcia energii odnawialnej jest także zwolnienie od podatku akcyzowego energii wytworzonej w OZE.

Ponadto, ustawa – *Prawo energetyczne* zawiera rozwiązania promujące rozwój tzw. energetyki prosumenckiej, która polega na zużywaniu wytwarzanej energii elektrycznej z OZE na potrzeby własne i sprzedawaniu jej nadwyżek do sieci elektroenergetycznej. Zgodnie z art. 9u ustawy, wytwarzanie energii elektrycznej w mikroinstalacji przez osobę fizyczną niebędącą przedsiębiorcą w rozumieniu ustawy *o swobodzie działalności gospodarczej*, a także sprzedaż tej energii przez tę osobę, nie jest działalnością gospodarczą. Ponadto, art. 9v określa, iż energię elektryczną wytworzoną w mikroinstalacji przyłączonej do sieci dystrybucyjnej znajdującej się na terenie obejmującym obszar działania sprzedawcy z urzędu i oferowaną do sprzedaży przez osobę, o której mowa w art. 9u, jest zobowiązany zakupić ten sprzedawca. Zakup tej energii odbywa się po cenie równej 80% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej w poprzednim roku kalendarzowym, która jest ustalana przez Prezesa URE zgodnie z art. 23 ust 2 pkt 18) lit b).

2. Dotychczasowe koszty funkcjonowania systemu wsparcia OZE

W celu zobrazowania kosztów wynikających z funkcjonującego systemu wsparcia poniższe tabele przedstawiają: średnioważone wolumenem ceny praw majątkowych (za 1 MWh) w latach 2005-2013 (ceny zostały wyliczone z transakcji sesyjnych na Rynku Praw Majątkowych Towarowej Giełdy Energii S.A, zwanej dalej „TGE S.A.") oraz wielkość opłaty zastępczej, o której mowa w art. 9a ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne.

Tabela 14. Średnioważone wolumenem ceny praw majątkowych w latach 2005-2013 (źródło – TGE S.A.)

Rok	Instrument PMOZE* PLN/MWh	Instrument PMOZE_A** PLN/MWh
2005	175,00	instrument nienotowany
2006	221,26	instrument nienotowany
2007	239,17	instrument nienotowany

2008	240,79	instrument nienotowany
2009	247,28	267,10
2010	255,51	274,49
2011	264,55	281,79
2012		253,30
2013* **		208,41

** Instrument PMOZE – dla praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia będących potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej w OZE w okresie do 28 lutego 2009 r.*

*** Instrument PMOZE_A – dla praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia będących potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej w OZE w okresie od 1 marca 2009 r. Umorzenie praw majątkowych w instrumencie PMOZE_A umożliwia zwrot podatku akcyzowego w wysokości 20,00PLN/MWh.*

**** Okres styczeń-wrzesień 2013 r.*

Źródło: Opracowanie Ministerstwa Gospodarki na podstawie danych TGE.

Tabela 15 Wielkość opłaty zastępczej w latach 2006-2012

Rok	Wielkość opłaty zastępczej
2006	1 958 654,79 zł
2007	88 990 383,17 zł
2008	286 267 290,94 zł
2009	470 333 755,16 zł
2010	441 063 448,23 zł
2011	593 670 637,49 zł
2012	326 233 935,62 zł

Źródło: Opracowanie Ministerstwa Gospodarki na podstawie danych Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Dodatkowo, przedsiębiorstwa energetyczne wytwarzające energię elektryczną w odnawialnych źródłach energii o mocy poniżej 5 MW są zwolnione z opłat wynikających z wpisu świadectw pochodzenia do Rejestru Świadectw Pochodzenia prowadzonego przez TGE S.A., niemniej jednak z uwagi na stosunkowo niewielką wartość przedmiotowego zwolnienia w kosztach systemu wsparcia, zostanie ona pominięta w dalszej części wyliczeń.

Tabela 16 oraz rysunek 7 przedstawiają koszty obecnego systemu wsparcia w latach 2006 – 2012 przy założeniu powyższych wartości dotyczących ceny praw majątkowych (dla lat 2009 – 2012 cenę praw majątkowych ustalono zgodnie z Instrument PMOZE_A pomniejszonym o 20 zł), wielkości opłaty zastępczej oraz rzeczywistej wielkości produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. W związku z niewielkim znaczeniem kwoty zwolnienia z opłat wynikających z wpisu świadectw pochodzenia do Rejestru Świadectw Pochodzenia w całości kosztów systemu, została ona pominięta.

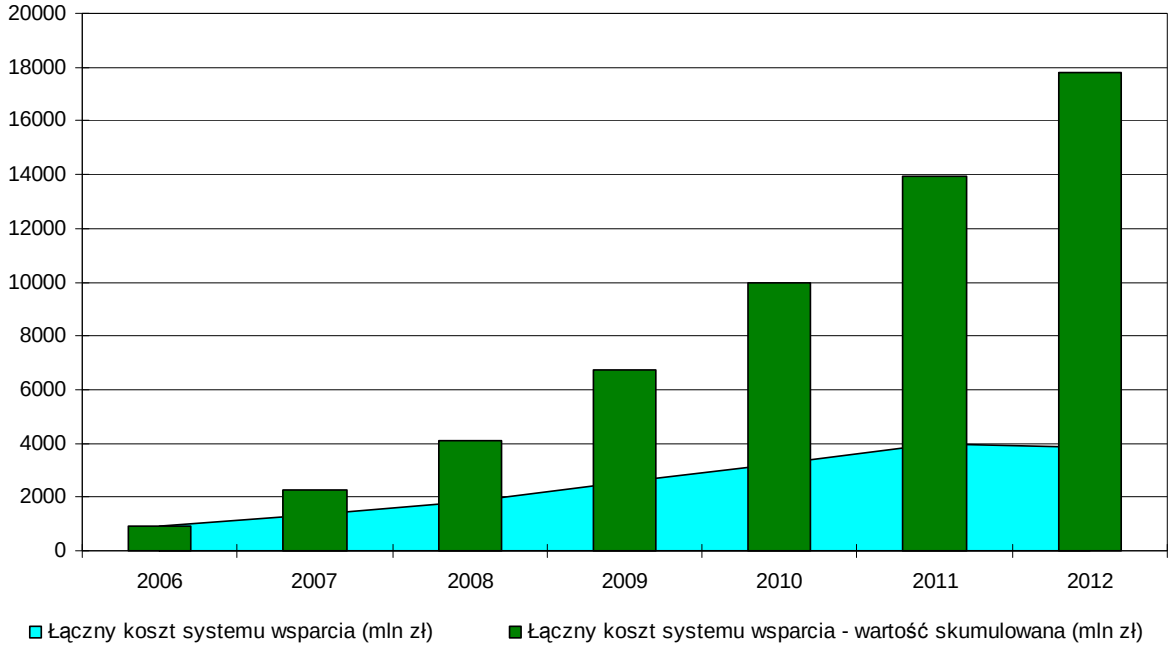
Tabela 16. Szacunki kosztów obecnego systemu wsparcia w latach 2006 – 2012.

Rok	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**
Wielkość produkcji OZE (GWh)	4 222	5 230	6 493	8 604	10 987	12 919	14 029
Wysokość opłaty zastępczej (zł)	1 958 654,79	88 990 383,17	286 267 290,94	470 333 755,16	441 063 448,23	593 670 637,49	326 233 935,62
Wartość świadectwa pochodzenia (zł)*	221,26	239,17	240,79	247,1	254,49	261,79	253,30
Łączny koszt systemu wsparcia (mln zł)	**936,118**	**1339,849**	**1849,717**	**2596,382**	**3237,145**	**3975,736**	**3879,780**

Łączny koszt systemu wsparcia - wartość skumulowana (mln zł)	**936,118**	**2275,968**	**4125,685**	**6722,067**	**9959,212**	**13934,947**	**17814,727**

Źródło: Opracowanie Ministerstwa Gospodarki na podstawie założeń.

Rysunek 7. Szacunki kosztów obecnego systemu wsparcia w latach 2006 – 2012.



3. Koszty systemu OZE bez wprowadzenia optymalizacji kosztowej

Brak wprowadzenia optymalizacji mechanizmu wsparcia oznaczać będzie, iż obecna struktura kosztów systemu zostanie utrzymana. Poniższe tabele oraz rysunki przedstawiają koszty obecnego systemu wsparcia przy założeniu jego niezmienności w latach 2015 - 2020. Do wyliczenia założono produkcję energii elektrycznej z OZE zgodnie z KPD, natomiast koszt świadectw pochodzenia (tzw. zielonych certyfikatów) określono:

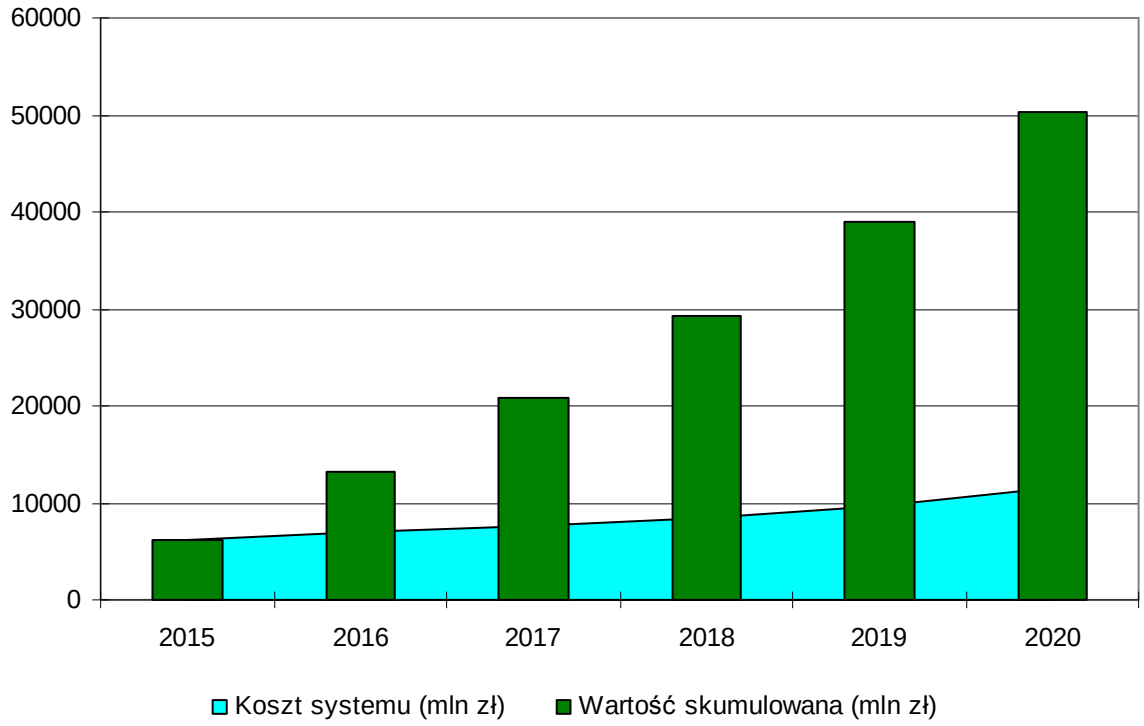
- na poziomie opłaty zastępczej (wówczas jest on także maksymalnym kosztem systemu wsparcia). Cenę świadectwa w 2013 r. ustalono na poziomie wartości opłaty zastępczej tj. 297,40 zł/MWh, którą następnie poddano waloryzacji w kolejnych latach o przyjęty wskaźnik inflacji na poziomie 2,5 %,

Tabela 17. Prognoza kosztów obecnego systemu wsparcia przy założeniu wartości świadectwa pochodzenia zbliżonej do wartości opłaty zastępczej waloryzowanej o wskaźnik inflacji.

	2015	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Koszt systemu (mln zł)	**6210**	**6919**	**7673**	**8552**	**9598**	**11454**
Wartość skumulowana (mln zł)	**6210**	**13129**	**20803**	**29355**	**38952**	**50406**

Źródło: Opracowanie Ministerstwa Gospodarki na podstawie założeń.

Rysunek 8. Prognoza kosztów obecnego systemu wsparcia przy założeniu wartości świadectwa pochodzenia zbliżonej do wartości opłaty zastępczej waloryzowanej o wskaźnik inflacji.



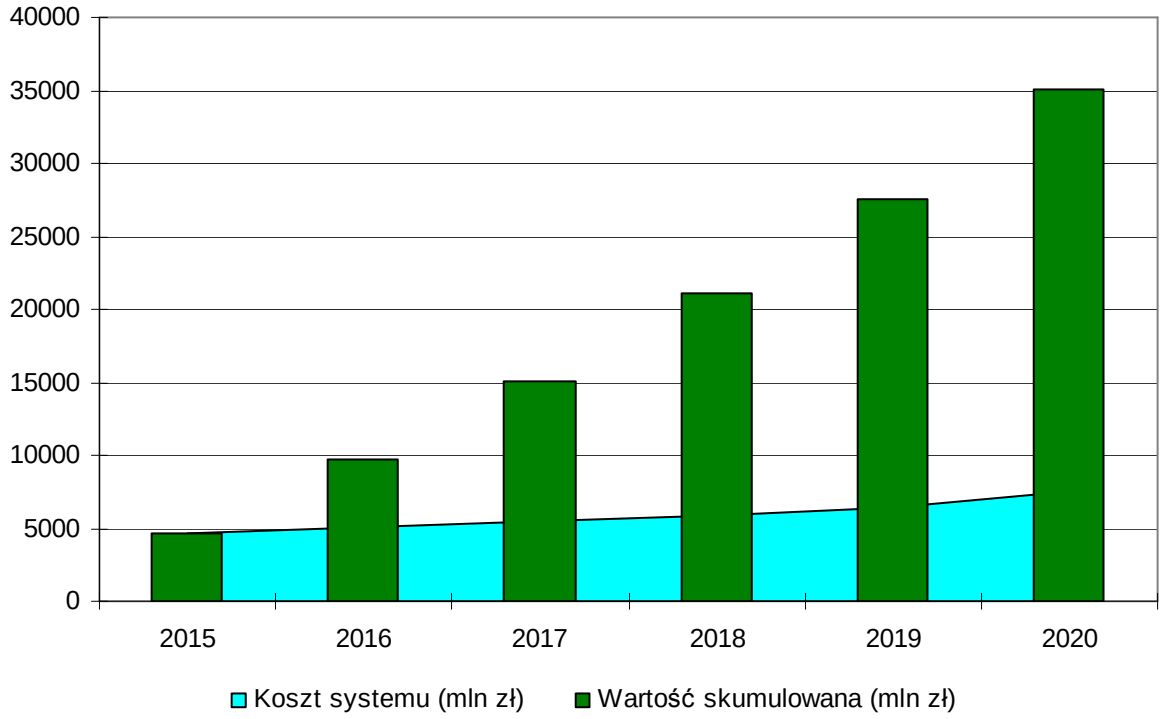
- na stałym (w latach 2015 – 2020) poziomie średniej ceny z transakcji sesyjnych na Rynku Praw Majątkowych TGE S.A oraz z transakcji pozasesyjnych ważonej wolumenem w okresie od dnia 1 stycznia 2012 r. do dnia 30 września 2013 r., tj. 233,12 zł/MWh.

Tabela 18. Prognoza kosztów obecnego systemu wsparcia przy założeniu ograniczonej wartości świadectwa pochodzenia.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Koszt systemu (mln zł)	**4633**	**5037**	**5449**	**5925**	**6487**	**7553**
Wartość skumulowana (mln zł)	**4633**	**9670**	**15119**	**21044**	**27531**	**35084**

Źródło: Opracowanie Ministerstwa Gospodarki na podstawie założeń.

Rysunek 9. Prognoza kosztów obecnego systemu wsparcia przy założeniu ograniczonej wartości świadectwa pochodzenia.



4. Podsumowanie

Zgodnie z przedstawionymi wyliczeniami, brak wprowadzenia proponowanej w niniejszym projekcie ustawy optymalizacji kosztowej, system wsparcia OZE może kosztować między 4,6 – 6,2 mld zł w 2015 r. oraz 7,5 – 11,5 mld zł w 2020 r., przy wartości skumulowanej wynoszącej 35 – 50 mld zł w 2020 r., w zależności od przyjętej wartości świadectw pochodzenia.

Proponowany system wsparcia OZE

Dynamiczny rozwój technologii wykorzystujących odnawialne źródła energii spowodował, iż obejmowanie wszystkich technologii wytwarzania energii jednakowym poziomem wsparcia straciło swoje uzasadnienie. System świadectw pochodzenia stymuluje rozwój jedynie niektórych źródeł, co w konsekwencji powoduje nieoptymalne wykorzystanie lokalnie dostępnych zasobów, blokuje moc przyłączeniową dla pozostałych technologii oraz ogranicza rozwój gospodarczy kraju i możliwości tworzenia nowych miejsc pracy.

Ponadto, do czasu zadziałania mechanizmów rynkowych w systemie świadectw pochodzenia miała miejsce sytuacja w której technologie wykazujące się najniższym kosztem wytwarzania energii otrzymywały nieuzasadnione nadwsparcie, które zakłóca rozwój rynku OZE oraz może doprowadzić do destabilizacji Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

Redukcja poziomu wsparcia w ramach automatycznego mechanizmu rynkowego, który objęła wszystkie funkcjonujące źródła OZE spowodowała, że w wielu przypadkach sumaryczne przychody nie pokrywały sumarycznych kosztów związanych z wytwarzaniem energii. Oznacza to, iż duża część zrealizowanych projektów znalazła się poniżej progu rentowności lub wręcz utraciła płynność finansową. Wynika to z faktu, iż każda technologia

wykorzystująca do wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii ma różną specyfikę, czego konsekwencją jest inna cena za jednostkę wytworzonej energii. Niektóre źródła charakteryzują się wysokimi kosztami początkowymi – inwestycyjnymi, a koszty stałe ponoszone w trakcie eksploatacji są niewielkie. Inne technologie wymagają dużego wsparcia inwestycyjnego, ale także dużego wsparcia na etapie ich eksploatacji, w zamian za co oferują dużą dyspozycyjność, a ich produktywność w skali roku jest bardzo wysoka.

Biorąc pod uwagę powyższe Ministerstwo Gospodarki zleciło wykonanie szeregu prac analitycznych dotyczących oszacowania kosztów wytwarzania energii elektrycznej w poszczególnych instalacjach OZE. Z analiz wykonanych przez Kancelarię Prawną Bird & Bird (*Analiza skutków prawnych wprowadzenia zmian w mechanizmie wsparcia dla producentów energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, w kontekście zachowania praw nabytych inwestorów korzystających ze wsparcia na dotychczasowych zasadach*) oraz Instytut Energetyki Odnawialnej Sp. z o.o. (*Analiza możliwości wprowadzenia systemu Feed-in tariff dla mikro i małych instalacji OZE* oraz *Dostosowanie systemu wsparcia dla energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii do zmian zachodzących w kosztach wytwarzania energii z paliw kopalnych*) wynika, iż na koszt wytwarzania energii elektrycznej wpływa zarówno skala instalacji, jak i zastosowana technologia OZE.

W przeciwieństwie do Polski, w praktycznie wszystkich innych państwach wysokość wsparcia dla poszczególnych OZE podąża za obniżaniem kosztów poszczególnych technologii lub wręcz kreuje i stymuluje spadek kosztów jednostkowych poszczególnych instalacji. Tymczasem w Polsce, teoretycznie, mamy do czynienia z liniowym wzrostem wsparcia proporcjonalnym do wskaźnika wzrostu cen towarów i usług.

W celu optymalizacji sytemu wsparcia zawartego w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn zm.) założono, iż konieczna jest modyfikacja mechanizmu świadectw pochodzenia w taki sposób, aby ograniczyć koszt wsparcia dla istniejących wytwórców energii elektrycznej nie ingerując w nabyte przez nich prawa. Elementem optymalizacji kosztowej istniejącego systemu wsparcia będzie ograniczenie pomocy dla instalacji tzw. spalania wielopaliwowego oraz dużej energetyki wodnej, „zamrożenie" opłaty zastępczej oraz ograniczenie okresu trwania wsparcia. Zdaniem ministerstwa gospodarki, powyższe działania umożliwią realizację zakładanego celu poprzez bardziej sprawiedliwą dystrybucję wsparcia dla istniejących instalacji odnawialnych źródeł energii.

Dodatkowo zostanie stworzona możliwość przejścia istniejących wytwórców OZE do mechanizmu stałej ceny wyznaczanej w ramach aukcji. Zmiana systemu wsparcia będzie obejmowała redukcję ryzyka związanego z partycypacją w systemie świadectw pochodzenia na rzecz otrzymywania niższej lecz stałej taryfy przysługującej do końca trwania 15-letniego okresu wsparcia.

Elementem promocji budowy nowych źródeł OZE będzie system stałej ceny gwarantowanej, obowiązującej przez okres 15 lat, wyznaczanej w ramach mechanizmu aukcyjnego. W celu zapewnienia osiągnięcia zakładanego celu w optymalny i zrównoważony ekonomicznie sposób zakłada się wykorzystanie w pierwszej kolejności źródeł opartych o te technologie OZE, które charakteryzują się najwyższym potencjałem rozwoju z uwzględnieniem kryteriów efektywności ekonomicznej. Zakłada się, iż mechanizmy aukcyjne zastosowane do wyznaczania gwarantowanej ceny ograniczą poziom wsparcia do kosztów faktycznie ponoszonych przez inwestorów, przy zachowaniu pełnej transparentności i konkurencyjności całego procesu.

W celu zachowania proporcjonalności pomiędzy rozwojem dużych i niewielkich instalacji, planuje się podział na aukcje dla obiektów o mocy zainstalowanej do 1 MW oraz obiektów o mocy zainstalowanej powyżej 1 MW. Zakłada się, iż co najmniej ¼ budżetu

zbieranego z opłaty OZE powinno być kierowane na wsparcie rozproszonych źródeł OZE o mocy zainstalowanej do 1 MW, co zapewni wykorzystanie lokalnie dostępnych zasobów.

1. Przyjęty model wyliczania kosztów wytwarzania energii elektrycznej w OZE

Model przyjęty do analiz ekonomicznych, służący do określenia kosztów produkcji energii dla każdej z analizowanych grup technologii OZE jest modelem wyłącznie kosztowym. Pomija on stronę przychodową związaną ze sprzedażą energii i abstrahuje od systemu wsparcia.

Metodyka analiz ekonomicznych – metoda LCOE wyznaczania średniego kosztu rozłożonego produkcji energii z OZE

Koszty wytwarzania energii obliczane są jako uśrednione koszty na jednostkę wytworzonej energii [zł/kWh]. Wykorzystano standard liczenia tzw. kosztu rozłożonego lub „zlinearyzowanego", ang. *Levelized Cost of Electricity* – (LCOE). LCOE jest minimalną ceną, przy której suma zdyskontowanych przychodów jest równa sumie zdyskontowanych kosztów, przy uwzględnieniu kosztów poniesionych na budowę i eksploatację oraz finansowych, w szczególności kosztu kapitału własnego, w danym okresie (zazwyczaj życia jednostki).

W ogólnym przypadku koszt LCOE oblicza się jako iloraz wydatków do efektów wyrażonych w wartości bieżącej. Uśredniony koszt produkcji energii w cyklu życia w ogólnym przypadku obliczany jest następująco[6]:

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

gdzie:
LCOE – jednostkowy uśredniony koszt produkcji energii w cyklu życia [zł(2013 r.)/kWh]
$\mathbf{I_t}$ – nakłady inwestycyjne w roku t-tym,
$\mathbf{M_t}$ – wydatki eksploatacyjne oraz koszty finansowe kredytu w roku t-tym,
$\mathbf{E_t}$ – produkcja energii w roku t-tym [kWh],
r – stopa dyskontowa, rozumiana w tym przypadku jako koszt kapitału własnego.

Znaczenie obliczonego kosztu rozłożonego dla każdej z analizowanych technologii energetycznych sprowadza się do ekwiwalentu kosztu w cenach stałych, w zł/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. Jest to równocześnie wartość, która podstawiona do prognozy przepływów pieniężnych spowoduje, że wartość zaktualizowana netto (NPV) inwestycji będzie równa zeru. Szukany koszt energii (lub cena, w zależności od sposobu podejścia) wynika zatem z rozwiązania równania NPV=0, przy

[6] Model ten w ogólnym przypadku jest nazywany także „uśrednionym w okresie życia" (*average lifetime levelized generating cost* - ALLGC). 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.

określonym koszcie kapitału własnego, będącym jednocześnie odpowiednikiem IRR dla inwestorów w standardowej metodzie oceny inwestycji.

Metodę LCOE wykorzystuje się już powszechnie, zarówno w Europie: np. w Wielkiej Brytanii[7], w Holandii[8], w Niemczech[9] jak i w Stanach Zjednoczonych, np. NREL[10], EIA[11] oraz na poziomie międzynarodowym, np. IRENA[12], OECD/IEA[13], do porównywania kosztów różnych technologii energetycznych, w tym technologii OZE oraz do określania wymaganej wysokości wsparcia, jednakże stosuje się różne podejścia i różne zależności na LCOE.

W literaturze przedmiotu spotyka się różne, zazwyczaj bardziej szczegółowe i bardziej złożone, odmiany powyższej zależności, które prowadzą do uzyskania różnych wyników. W celu weryfikacji własnych wyników obliczeń oraz porównania danych (CAPEX, OPEX) z wynikami analiz i badań ankietowych prowadzonych w innych krajach (po sprawdzeniu identyczności metod liczenia) posłużono się wyżej podanym, najprostszym wzorem. Niemniej jednak, w kontekście uzyskania porównywalnych dla wszystkich OZE kosztów wytworzenia energii elektrycznej, dokonano modyfikacji bazowego wzoru na LCOE. Zależność na (zmodyfikowany) koszt wytworzenia energii z uwzględnieniem porównywalności wyników nie tyle z badaniami zewnętrznymi ale w obrębie grup technologii analizowanych oznaczono dalej jako LCOE.

Koszty wytwarzania energii dla każdej z grup technologii OZE są liczone jako koszty uśrednione w okresie pierwszych 15 lat eksploatacji obiektu, tj. wtedy, gdy inwestycja korzysta z gwarantowanego systemu wsparcia, ale z uwzględnieniem wartości rezydualnej inwestycji po tym okresie (lub kosztów likwidacji instalacji, o ile założony okres trwałości byłby krótszy od okresu wsparcia).

Różne grupy technologii energetycznych różnią się w szczególności strukturą kosztów eksploatacyjnych/operacyjnych. Tylko niektóre z OZE w strukturze kosztów mają np. koszty paliwa (technologie energetycznego wykorzystania biomasy). Zazwyczaj, w przypadku OZE po stronie kosztów operacyjnych nie występują koszty uprawnień do emisji CO_2, ale w dużych instalacjach spalających biomasę z węglem objętych systemem ETS pojawiają się korzyści po stronie inwestora, z tytułu niższych kosztów nabycia uprawnień, które wpływają na obniżenie kosztów wytwarzania energii. Na tej samej zasadzie na koszt wytworzenia energii elektrycznej w instalacji wpływają też korzyści związane ze sprzedażą nadwyżek ciepła z jednostek kogeneracyjnych na biomasę[14].

Różnorodność i specyfika analizowanych OZE oraz planowanego systemu wsparcia, wymagają w stosunku do grup technologii OZE stosowanych w Polsce, w szczególności wykorzystujących biomasę, posługiwania się bardziej szczegółową zależnością określającą LCOE:

$$LCOE^{*} = \frac{\sum_{t=0}^{N} \frac{(I_t + M_t + F_t - (ETSU_t + CK_t))}{(1+r)^t} - \frac{RV}{(1+r)^N}}{\sum_{t=0}^{N} \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

gdzie:

[7] Parsons Brinckerhoff: Electricity Generation Cost Model - 2011 Update. Department of Energy and Climate Change, August 2011.
[8] ECN Financial Gap Calculation Model http://www.ecn.nl/units/ps/themes/renewable-energy/projects/sde/sde-2011.
[9] Maike Schmidt: Analyseraster für die Berechnung der Stromgestehungskosten – Methodik. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Stuttgart, Juli 2013.
[10] Cost and performance data for power generation technologies. Black & Veatch for NREL, February 2012.
[11] Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2013. US Energy Information Administration, January 2013.
[12] International Renewable Energy Agency. Renewable Power Generation Costs in 2012: An Overview, 2013.
[13] Mercedes Mostajo Veiga et all.: Cost and Business Comparison of Renewable vs. Nonrenewable Technologies. Prysma – Calidad y Medio Ambiente S.A. Madrid, 2013.
[14] Bardzo szczegółowe zróżnicowanie modeli LCOE dla OZE z uwagi na to czy stosowane są w nich paliwa na bazie biomasy czy bazują na konwersji energii promieniowania słonecznego, wiatrowej, wodnej czy geotermalnej występują w modelach stosowanych w USA (EIA, NREL oraz przy ustalaniu systemów wsparcia w poszczególnych stanach, jak np. w Stanie Kalifornia).

LCOE* – zmodyfikowany jednostkowy uśredniony koszt produkcji energii elektrycznej z biomasy w okresie 15 lat z uwzględnieniem korzyści nie związanych bezpośrednio z produkcją energii elektrycznej i możliwych do uzyskania na rynku uprawnień do emisji CO_2 i na rynku ciepła z kogeneracji [zł(2013 r.)/kWh],
I_t – nakłady inwestycyjne w roku t-tym, [zł],
M_t –koszty operacyjne (stałe), w tym serwisowania i napraw oraz koszty finansowe (kredytu) w roku t-tym, [zł],
F_t – koszty operacyjne zmienne: wydatki na paliwo w postaci biomasy stałej[15] lub biopłynów w roku t-tym, [zł],
$ETSU_t$ - uniknięte koszty na zakup uprawnień do emisji CO_2 w przypadku częściowego zastępowania paliw kopalnych biomasą lub biopłynami (spalanie wielopaliwowe) w elektrowniach i elektrociepłowniach objętych systemem handlu emisjami (o mocy powyżej 20 MW), [zł],
CK_t – przychody ze sprzedaży ciepła z systemów kogeneracyjnych, ponad zużycie ciepła na potrzeby własne, [zł],
RV- wartość rezydualna inwestycji po okresie t = 15 lat. [zł],
E_t – produkcja energii z OZE w roku t-tym [kWh],
r – stopa dyskontowa, [%],
t - kolejny rok okresu wsparcia (do 15 lat, N=15).

Zasadnicze dane wejściowe do analiz kosztów energii liczonych metodą LCOE oddzielnie dla każdej technologii OZE zbierano na podstawie ankiet, bezpośrednio od inwestorów którzy realizowali swoje inwestycje w Polsce w latach 2008-2012. Obejmują one zarówno typowe dane branżowe i technologicznie specyficzne (działalność inwestycyjna i operacyjna) oraz dane finansowe (działalność finansowa).

Nawet przy rozwiniętej i dostosowanej do specyfiki OZE formule liczenia kosztu wytworzenia energii, metoda LCOE stanowi nadal pewne uproszczenie (np. przyjęcie kosztów operacyjnych jako rocznych nie pozwala na uwzględnienie fluktuacji miesięcznych/sezonowych) i nie uwzględnia wszystkich czynników, które inwestor musi brać pod uwagę, w procesie oceny opłacalności planowanej inwestycji, m.in. związanych z kosztami wprowadzanych regulacji na rynku „zielonej" energii i związanych z nimi kosztami transakcyjnymi. Nie wszyscy też inwestorzy posługują się koncepcją LCOE. Model LCOE nie uwzględnia także zewnętrznych kosztów i korzyści funkcjonowania poszczególnych rozwiązań technologicznych OZE (efektów środowiskowych, społecznych i gospodarczych). Jednakże na potrzeby określania kosztów OZE w tak wielu grupach technologicznych metoda bazująca na LCOE wykazuje szereg zalet z uwagi na następujące cechy:

- umożliwienie bezpośredniego porównywania kosztów różnych rodzajów i technologii OZE z uwzględnieniem ich wielkości (mocy),
- umożliwienie określenia (dla roku bazowego) luki kosztowej i finansowej pomiędzy kosztem wytworzenia energii w danym OZE, a ceną energii na rynku hurtowym,
- metoda LCOE obiektywizuje wyniki obliczeń, gdyż sama w sobie (poczynając od struktury danych wejściowych) nie pozwala na uwzględnienie żadnych stosowanych indywidualnie przez inwestorów (podmiotowych) form pomocy publicznej i pozyskiwanego doraźnie (przedmiotowego) wsparcia inwestycyjnego,
- metoda LCOE jest już powszechnie znana i uwzględniana w raportach dot. polityki energetycznej w odniesieniu do energii elektrycznej, a jej wyniki są niemal

[15] Powyższa zależność wymagała dodatkowego dostosowania w odniesieniu do inwestycji w instalacje wykorzystujące biomasę do spalania wielopaliwowego w ramach dostosowania działających kotłów węglowych do współspalania biomasy.

powszechnie stosowane przez rządy do określania kompleksowych systemów wsparcia dla OZE,

- metoda jest stosunkowo dobrze zrozumiała dla decydentów podejmujących decyzje w sprawie systemów wsparcia OZE, pozwala na łatwiejszą komunikację z odbiorcami energii oraz, przez swoją neutralność, pozwala na uniknięcie konieczności posługiwania się w analizach strategicznych modelem biznesowym szczególnie preferowanym przez część uczestników rynku,
- wskaźniki LCOE pozwalają na syntetyczne porównanie kosztów i ich agregatów w różnych krajach oraz wyników różnych prac badawczych w tym zakresie,
- metoda LCOE dzięki uniwersalności i powszechności dostarcza dane i koszty referencyjne do walidacji wyników pierwszych analiz ekonomicznych dla wprowadzanych nowych technologii o niestandardowej i nieugruntowanej strukturze kosztów, co jest szczególnie ważne w sytuacji niedostatecznej liczby zrealizowanych instalacji i nie w pełni reprezentatywnych danych kosztowych z funkcjonujących w danym kraju inwestycji.

2. Założenia i dane wejściowe do modelu

2.1 Założenia makroekonomiczne i finansowe

Założenia generalne dotyczące przyjętego modelu projektu inwestycyjnego i modelu inwestora:

1) inwestycja jest realizowana na zasadach *project finance*, tj. przyjęto generalne założenie o braku oddziaływania pozostałych projektów inwestycyjnych (lub innej działalności) na realizowany projekt inwestycyjny. Analizie poddano nowe, realizowane od podstaw projekty inwestycyjne, bez uwzględnienia kosztów rozbiórki istniejących budowli oraz takie, których model biznesowy jest zasadniczo nakierowany na produkcję energii (produkcja energii elektrycznej nie jest działalnością dodatkową);
2) analizę sporządza się przy założeniu horyzontu inwestycyjnego od momentu poniesienia nakładów na zakup maszyn i urządzeń (a nie podjęcia decyzji o realizacji projektu inwestycyjnego) do momentu zakończenia realizacji projektu. Skutkiem tego założenia jest kapitalizowanie (najczęściej przy zerowej stopie) wydatków związanych z przygotowaniem projektu inwestycyjnego do momentu poniesienia nakładów na zakup maszyn i urządzeń;
3) sekwencja decyzji związanych z realizacją poszczególnych etapów projektu inwestycyjnego jest zdeterminowana. Oznacza to, że nie występują opcje realne związane z możliwością elastycznej reakcji właściciela projektu na jego realizację w sytuacji wystąpienia zmian w zakładanych wielkościach czynników ryzyka związanych z inwestycją. Założony brak możliwości reakcji zarządu zawsze obniża wartość projektu. Dodatkowo, oznacza to, że analiza ryzyka projektu ogranicza się do jego analizy wrażliwości;
4) analiza jest sporządzona dla koncesjonowanych podmiotów gospodarczych prowadzących „pełną” księgowość oraz posiadających wyłącznie koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej (bez koncesji na obrót);
5) z uwagi na cel analizy jakim jest zapewnienie 12% stopę zwrotu dla inwestora w 15-letnim okresie wsparcia, wyłączono wpływ na rentowność inwestycji przepływów pieniężnych generowanych przez inwestycję po okresie wsparcia dla technologii o okresie życia dłuższym niż 15 lat, poprzez zastosowanie wartości rezydualnej

policzonej metodą likwidacyjną (w związku z tym w strukturze kosztów nie występują koszty deinstalacji).

Założenia dotyczące parametrów finansowych oraz cen i kosztów związanych z rynkiem energii wykorzystanych w analizach:

1) bazowym dla analiz finansowych jest rok 2013 tzn. wyniki analiz (koszty LCOE) są obliczone dla roku 2013, jednakże w prognozie kosztów LCOE dla inwestycji realizowanych w kolejnych latach wyniki są podane odpowiednio dla kolejnych lat bazowych: 2014-2018 (na lata 2019-2020 koszty wytwarzania energii zostały ekstrapolowane);
2) koszty wytwarzania energii elektrycznej zostały wyrażone zarówno w cenach bieżących (z uwzględnieniem inflacji) i stałych;
3) cena energii sprzedawanej do sieci przyjęta dla 2013 roku jest, ceną z 2012 roku (bez zwiększania o inflację na 2013 rok), indeksowaną na kolejne lata wskaźnikiem wzrostu cen towarów i usług;
4) w przypadku wykorzystywania jako referencyjnych danych kosztowych wyrażonych w EUR, USD lub GBP zastosowano przeliczenie na zł'2013 z uwzględnieniem (o ile nie podano inaczej) średniego kursu walutowego NBP z I półrocza 2013 r., odpowiednio: EUR/PLN=4,2; USD/PLN=3,2; GBP/PLN=4,9;
5) ceny uprawnień do emisji CO_2 rosną liniowo – 20 zł '2013/tCO2 w 2015 roku do 60 zł'2013/tCO_2 w 2030 r.[16];do obliczeń przyjęto średni wskaźnik emisyjności CO_2 dla produkcji energii elektrycznej 1 t CO_2/MWh;
6) cenę sprzedaży ciepła w systemach kogeneracyjnych wykorzystujących biomasę i biopłyny określono na podstawie analizy biznesowych studiów przypadku. W przepływach finansowych uwzględniono tylko sprzedaż nadwyżki ciepła ponad zużycie na potrzeby własne instalacji OZE;
7) przyjęto następujące ceny (zł'2013/GJ) biomasy energetycznej, biopłynów i substratów do fermentacji metanowej (kiszonka kukurydzy):
    a. biomasa energetyczna: w zależności od mocy instalacji od 25 do 28,5 zł/GJ, średni wzrost cen – 2,5%/rok,
    b. biopłyny: 95 zł/GJ (3700 zł/t, wg. prognozy OECD),
    c. substraty do biogazowni:
        kiszonka kukurydzy: 45 zł/GJ (wartość opałowa LHV, dla kiszonki kukurydzy wynosi 2,00-3,78 GJ/t[17,18], co z uwzględnieniem ceny rynkowej kiszonki kukurydzy w 2013 r. , wynoszącej ok. 130 zł/t, daje 45 zł/GJ),
        wywar gorzelniany: 5 zł/GJ (wartość opałowa LHV, dla wywaru gorzelnianego wynosi ok. 4 GJ/t[19], co z uwzględnieniem ceny rynkowej wywaru w 2013 r., wynoszącej ok. 21 zł/t, daje 5 zł/GJ);
8) wiodące do określenia kosztów były wyniki badań ankietowych. Jako podstawowy do obliczeń wybierano ten wariant, który dawał niższe koszty poparte najbardziej wiarygodnymi wynikami. Wybrany przypadek walidowano z danymi zagranicznymi, bardziej adekwatnych i wiarygodnych źródeł;
9) przyjęto indywidualnie dla każdej z instalacji OZE, w oparciu o dane z ankiet i wywiady z firmami ubezpieczeniowymi, stawki kosztów ubezpieczenia. Generalnie wynoszą od 0,15% do 0,6% w stosunku do CAPEX;
10) stopa inflacji – 2,5% rocznie w całym okresie objętym analizą;

[16] Założenie to odpowiada stosunkowo niskiemu wariantowi cen uprawnień.
[17] http://www.bsrun.org/fileadmin/user_upload/lu_portal/projekti/bsrun/activities/Andrzej_Pietak_GU-UWM_2013.pdf
[18] http://www.coach-bioenergy.eu/pl/cbe-usugi/opisy-technologii-i-narzdzi/narzdzia/114-kalkulator-biogazowy.html
[19] http://www.agfdt.de/loads/bi06/sennabb.pdf

11) obciążenia podatkowe zgodnie z polskim prawem, stan na 30 czerwca 2013 roku, w tym: CIT=19%, VAT=23% oraz zerowa stawka akcyzy na energię elektryczną z OZE na którą zostało wydane świadectwo pochodzenia[20];
12) udział kapitału własnego w strukturze finansowania – 30% (kapitał dłużny - 70%);
13) koszt kapitału własnego netto (stopa dyskonta) – 12%;
14) koszt kapitału dłużnego (oprocentowanie kredytu inwestycyjnego) - 6,5%[21,22].

2.2 Technologiczne dane wejściowe[23]

2.2.1 Biogaz

2.2.1.1 Biogazownie rolnicze

Założenia odnośnie projektu rozważanego w modelu obliczeniowym

Dla poszczególnych kategorii inwestycji, jako projekt modelowy do dalszych analiz wybrano:

- w kategorii 200-500 kW, na podstawie badania ankietowego przeprowadzonego przez EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej Sp. z .o.o. (IEO), jako modelowy przypadek wybrano instalację z górnej części zadanego przedziału o mocy zainstalowanej 400 kW_{el} oraz mocy cieplnej 451 kW_{th},
- w kategorii 500-1000 kW, na podstawie badania ankietowego przeprowadzonego przez IEO, jako modelowy przypadek wybrano instalację z górnej części zadanego przedziału, o mocy zainstalowanej 900 kW_{el} oraz mocy cieplnej 972 kW_{th},
- w kategorii powyżej 1000 kW, na podstawie badania ankietowego przeprowadzonego przez IEO, jako modelowy przypadek wybrano instalację odpowiadającą uśrednionym danym rynkowym o mocy zainstalowanej 1750 kW_{el} oraz mocy cieplnej 1822 kW_{th}.

Założenia odnośnie kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych

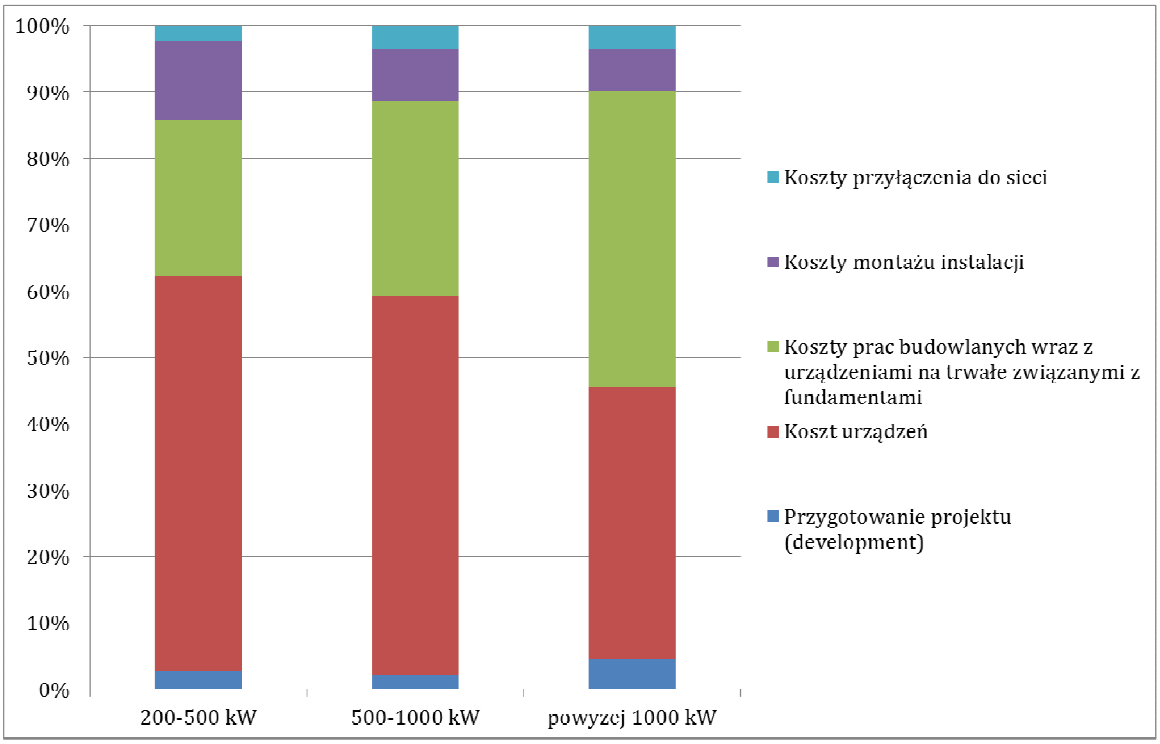
W strukturze kosztów inwestycyjnych (CAPEX) dla biogazowni rolniczych dominują koszt urządzeń oraz prac budowlanych odpowiadające łącznie za ok. 80-90%. Wraz ze wzrostem mocy zainstalowanej analizowanych projektów referencyjnych w strukturze nakładów, zauważalny jest spadek udziału kosztu urządzeń z ok. 60% do 45%, przy jednoczesnym wzroście udziału kosztu prac budowlanych z ok. 20% do 45%.

[20] Założono, zgodnie z ustawą o podatku akcyzowym, że podatek akcyzowy od energii elektrycznej płaci sprzedający energię odbiorcom końcowym, a nie jej producent. Pominięto stosowaną niekiedy w relacjach pomiędzy producentem energii z OZE a spółką obrotu praktykę polegającą na „dzieleniu się" różnicą w stawce akcyzy na energię z OZE (zwolnienie) a energią z paliw kopalnych (0,02 zł/kWh) pomiędzy stronami w umowach kupna-sprzedaży energii elektrycznej.

[21] Stosowany często w analizach inwestorskich tzw. średni ważony koszt kapitału (ang. WACC) nie był bezpośrednio użyty w analizach z uwagi na przyjęcie konwencji przepływów pieniężnych dla inwestora (Free Cash Flow to Equity, FCFE). Dla powyższych założeń wynosi on 7,3%.

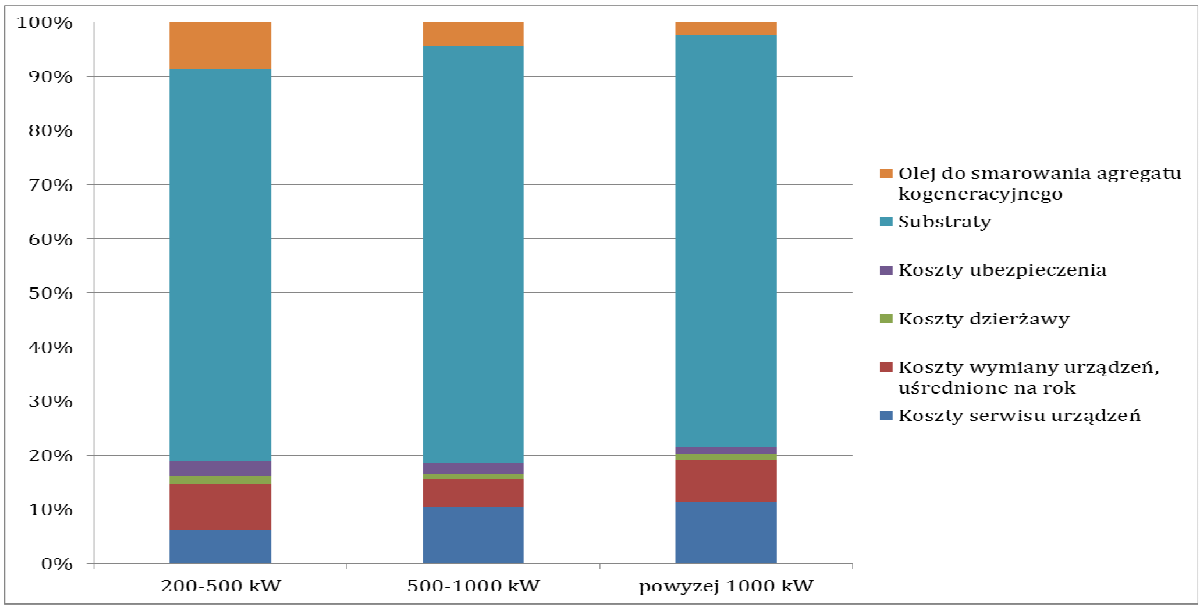
[22] Przyjęte do modelowania analiz koszty finansowe są typowe dla krajów o podwyższonym ryzyku inwestycji w energetyce odnawialnej, w szczególności z uwagi na niosący ryzyko system zielonych certyfikatów, np. w Szwecji (koszt kapitału dłużnego - 6%, koszt kapitału własnego – 11%), lub z uwagi na okresy niestabilności prawnej nawet tam, gdzie obowiązywały systemy stałych taryf ale następują częste zmiany w systemie wsparcia OZE, np. w Hiszpanii (koszt kapitału dłużnego - 6%, koszt kapitału własnego – 12%). Dla Niemiec analogiczne parametry wynoszą odpowiednio 3% i 10%. Powyższe przykłady (za: RE-COST/Prysma) dotyczą najbardziej typowych projektów - inwestycji w lądowe farmy wiatrowe.

[23] Dane w tym rozdziale bazują na wynikach ankiet przeprowadzonych wśród inwestorów, weryfikacji danych poprzez zestawienia i porównania z referencyjnymi wynikami podanymi w literaturze i przyjęciu jednego zestawu parametrów dla każdej z badanych technologii,



Rysunek 10. Założona struktura kosztów inwestycyjnych CAPEX dla biogazowni rolniczych 200-500 kW, 500-1000 kW oraz powyżej 1000 kW

W strukturze kosztów eksploatacyjnych, zdecydowanie dominują koszty zakupu substratów. Uwzględniając stosunkowo wysoki udział energii elektrycznej z biogazu w realizacji KPD, zakładający przyrost produkcji energii elektrycznej z biogazu o 3,44 TWh (z 2013 – 574 GWh do 4018 GWh w 2020), założono we wszystkich kategoriach mocy biogazowni rolniczych znaczący udział kiszonki kukurydzy we wsadzie na poziomie 65% jego wartości energetycznej. Dla najmniejszej kategorii instalacji, o mocy 200-500 kW, dla których założono udział we wsadzie gnojowicy, będącej odpadowym, niekiedy dostępnym bezpłatnie substratem, całkowity koszt substratów stanowił ok. 70% kosztów operacyjnych. Natomiast dla większych instalacji, gdzie pozyskanie dużych ilości stosunkowo nisko efektywnej do produkcji biogazu gnojowicy generowałoby dodatkowe koszty przechowywania, założono udział innego, bardziej efektywnego substratu odpadowego np. wywaru gorzelnianego, co skutkowało zwiększeniem udziału kosztu substratów w strukturze kosztów do ok. 80%.



Rysunek 11. Założona struktura kosztów eksploatacyjnych OPEX dla biogazowni rolniczych 200-500 kW, 500-1000 kW oraz powyżej 1000 kW

Dane przyjęte do modelu

Dane do modelu obliczeniowego dla biogazowni rolniczych poszczególnych mocy przyjęto na podstawie ankietowego badania rynku przeprowadzonego przez IEO, uzupełnionego o dane referencyjne z monitoringu biogazowni niemieckich[24]. Dla poszczególnych technologii przyjęto jako modelowe do dalszych analiz instalacje z górnego przedziału mocy instalacji zgłoszonych w ankietach. Wyniki ankiet oraz dane uzyskane bezpośrednio od inwestorów biogazowni rolniczych wskazują, że sprzedaż całości wytworzonego ciepła nie jest obecnie rozwiązaniem standardowym we wszystkich instalacjach, z uwagi na szereg zidentyfikowanych problemów niezależnych od inwestorów (m.in. wysoki koszt inwestycyjny budowy ciepłociągu, niepewność wsparcia dla kogeneracji, niska cena jednostkowa ciepła oferowana przez odbiorców prywatnych). Z tego względu dla modelowych instalacji przyjęto założenie, że sprzedaż ciepła z instalacji prowadzona jest na poziomie ok. 40% produkcji po stawkach odpowiadających ok. 10% obecnej ceny rynkowej. Do obliczenia kosztów eksploatacyjnych zmiennych, z uwagi na niepełne dane i wysoką agregację danych źródłowych, posłużono się szacunkowymi obliczeniami ekwiwalentnej produkcji energii z najczęściej stosowanych substratów, głównie kiszonki kukurydzy przy udziale 65% wartości energetycznej we wsadzie oraz gnojowicy dla instalacji 200-500 kW oraz wywaru gorzelnianego dla obiektów o mocy 500-1000 kW i powyżej 1000 kW z uwzględnieniem cen rynkowych ww. surowców.

Wysoki udział kiszonki we wsadzie modelowanych instalacji, odpowiadający 65% wartości energetycznej wsadu, pomimo jej znaczącej ceny rynkowej, sięgającej 130 zł/t, jest uzasadniony wysoką produktywnością biogazu z tego substratu oraz dużą dostępnością na terenach rolniczych, związaną z możliwością jej pozyskania ze źródeł własnych, a także łatwością magazynowania w silosach, które można wykorzystać do przechowywania innych surowców o podobnej zawartości s.m. (suchej masy). W większości przypadków będzie skutkowało to ewentualną korektą ceny pozyskania tego surowca do produkcji, uwzględniającą nakład pracy własnej tj. ok. 95 -110 zł/t[25]. Zamiana kiszonki na inne substraty o wyższej zawartości s.m. i niższym współczynniku efektywności produkcji biogazu może

[24] Biogas Messprogramm II, 61 Biogasanlagen im Vergleich , Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. FNR, 2009.
[25] http://www.modr.mazowsze.pl/porady-dla-rolnikow/tpr-inne/884-koszty-produkcji-pasz-objtociowych.html.

powodować wzrost kosztów inwestycyjnych poprzez konieczność zmagazynowania surowca w dodatkowych zbiornikach.

Z przeprowadzonych ankiet rynkowych oraz kontaktów z inwestorami, a także z Polskim Stowarzyszeniem Biogazu, realizującym projekt Biogas Heat wynika, że sprzedaż ciepła wytworzonego w biogazowni odbiorcom zewnętrznym jest obecnie praktykowana tylko w najlepiej zlokalizowanych instalacjach, najczęściej bezpośrednio powiązanych z przemysłem lub produkcją rolną. Problemy ze zwiększeniem sprzedaży ciepła z biogazowni wynikają z kilku przyczyn, często niezależnych od inwestorów m.in.: z nastawienia lokalnych przedsiębiorstw ciepłowniczych, wysokiego kosztu inwestycyjnego, związanego z budową ciepłociągu oraz niskiej ceny ciepła oferowanej przez potencjalnych odbiorców komercyjnych, niestabilności systemu wsparcia kogeneracji, a także pokrywania się sezonowego zapotrzebowania na ciepło na cele własne biogazowni oraz ze strony odbiorców zewnętrznych. W instalacjach, które prowadzą sprzedaż ciepła na cele grzewcze u odbiorców indywidualnych, z uwagi na nierównomierność zapotrzebowania na ciepło do poszczególnych procesów, sprzedaż ciepła na cele grzewcze np. dla szklarni może wynosić od 100% wytwarzanego w sezonie zimowym do 20% latem. Bardziej efektywne wykorzystanie ciepła jest możliwe do osiągnięcia przy sprzężeniu biogazowni z energochłonną instalacją wytwórczą o charakterze przemysłowym, posiadającą stałą charakterystykę zapotrzebowania na ciepło np. gorzelnią, jednak wśród dotychczas zrealizowanych obiektów są to rozwiązania nieliczne i nie można przyjmować ich jako standardowych dla wszystkich biogazowni. Po uwzględnieniu ww. kwestii na potrzeby modelu obliczeniowego przyjęto sprzedaż ciepła odbiorcom zewnętrznym w ilości 40% ciepła produkowanego w ciągu roku po stawkach odpowiadających ok. 10% wartości rynkowej.

Tabela 19. Dane przyjęte do modelu obliczeniowego dla biogazowni rolniczych

	Biogazownie rolnicze 200-500 kW_{el}	**Biogazownie rolnicze 500 -1000 kW_{el}**	**Biogazownie rolnicze powyżej 1000 kW_{el}**
OPIS projektu przyjętego do modelu obliczeniowego	Instalacja o mocy 400 kW_{el} i 451 kW_{th}	Instalacja o mocy 0,899 kW_{el} i 972 kW_{th}	Instalacja o mocy 1750 kW_{el} i 1822 kW_{th}
Moc elektryczna instalacji referencyjnej [MW]	0,400	0,899	1,750
Jednostkowe nakłady inwestycyjne CAPEX [tys. zł/MW]	13 765	12 829	12 138
Jednostkowe koszty eksploatacyjne OPEX [tys. zł/MW/rok]/	3 441	3 435	3 219
Współczynnik wykorzystania mocy [h/rok]	7000	7600	7800

Źródło: Analiza Instytutu Energetyki Odnawialnej pn. „Analiza dotycząca określenia niezbędnej wysokości wsparcia dla poszczególnych technologii OZE w kontekście realizacji Krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych."

Założona degresja kosztów CAPEX i OPEX

Założenia dotyczące rocznej degresji (spadku, ew. zmiany) kosztów podano w tabeli 20:

Tabela 20. Założenia dot. rocznej degresji* kosztów CAPEX i OPEX dla biogazowni rolniczych

	Biogazownie rolnicze 200-500 kW	**Biogazownie rolnicze 500-1000 kW**	**Biogazownie rolnicze powyżej 1000 kW**
Średni współczynnik degresji dla CAPEX	2,5%	2,0%	2,0%

Średni współczynnik degresji dla OPEX	1,0%	1,0%	1,0%

*Wysokość współczynników rocznej degresji kosztów przyjęto przy generalnym założeniu, że wywołany zostanie efekt skali. Bez tego nie należy oczekiwać spadku kosztów w całym łańcuchu dostaw urządzeń i usług.

Źródło: Analiza Instytutu Energetyki Odnawialnej pn. „Analiza dotycząca określenia niezbędnej wysokości wsparcia dla poszczególnych technologii OZE w kontekście realizacji Krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych."

Porównanie z danymi referencyjnymi

Założone dane wejściowe porównano z danymi referencyjnymi – m.in. danymi NREL[25] (USA). W OSR założono współczynnik wykorzystania mocy dla wszystkich instalacji na poziomie 7000 h/rok, jednak w nawiązaniu do zebranych danych rynkowych, uznano za zasadne założenie stopniowej gradacji tego parametru od 7000 h/rok dla instalacji o najmniejszej mocy 200-500 kW, poprzez 7600 h/rok dla kategorii 500-1000 kW, do 7800 h/rok dla największych obiektów powyżej 1000 kW. Wysokości nakładów inwestycyjnych przyjęte do obliczeń odpowiadają dolnemu zakresowi danych zebranych w trakcie badania rynkowego, natomiast są o ok. 15 % niższe od wartości referencyjnych.

Tabela 21. Porównanie parametrów przyjętych do obliczeń z danymi referencyjnymi dla biogazowni rolniczych

	Biogazownie rolnicze 200-500 kW_{el}		**Biogazownie rolnicze 500 -1000 kW_{el}**		**Biogazownie rolnicze powyżej 1000 kW_{el}**	
	Przyjęte do modelu	Biogas Messprogramm II, 61 Biogasanlagen im Vergleich , Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. FNR, 2009	**Przyjęte do modelu**	Biogas Messprogramm II, 61 Biogasanlagen im Vergleich , Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. FNR, 2009	**Przyjęte do modelu**	NREL[26]
CAPEX, [tys. zł/MW]	**13 765**	17080	**12 829**	15530	**12 138**	
OPEX, [tys. zł/MW/rok]	**3 441**	5600	**3 435**	4930	**3 219**	
Współczynnik wykorzystania mocy,[h/rok]	**7000**	7720	**7600**	7790	**7800**	7720

Źródło: Analiza Instytutu Energetyki Odnawialnej pn. „Analiza dotycząca określenia niezbędnej wysokości wsparcia dla poszczególnych technologii OZE w kontekście realizacji Krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych."

2.2.1.2 Biogaz składowiskowy powyżej 200 kW

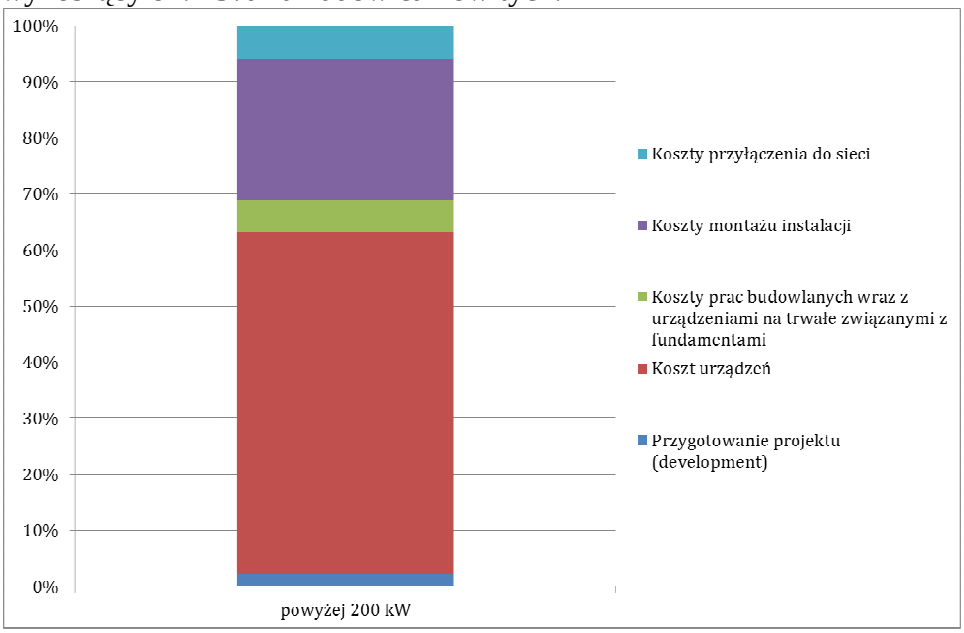
Założenia odnośnie projektu referencyjnego

W przypadku instalacji biogazu ze składowisk odpadów (składowiskowego) o mocy powyżej 200 kW jako modelowy przypadek wybrano instalację o mocy zainstalowanej 620 kW_{el} oraz mocy cieplnej 670 kW_{th}. Przy dużej rozpiętości wielkości zrealizowanych inwestycji, moc elektryczna instalacji referencyjnej jest zbliżona do średniej mocy obiektów biogazowych na składowiskach odpadów działających w Polsce tj. 620 kW_{el}.

[26] Narodowe Laboratorium Energetyki Odnawialnej (ang. National Renewable Energy Laboratory, NREL).

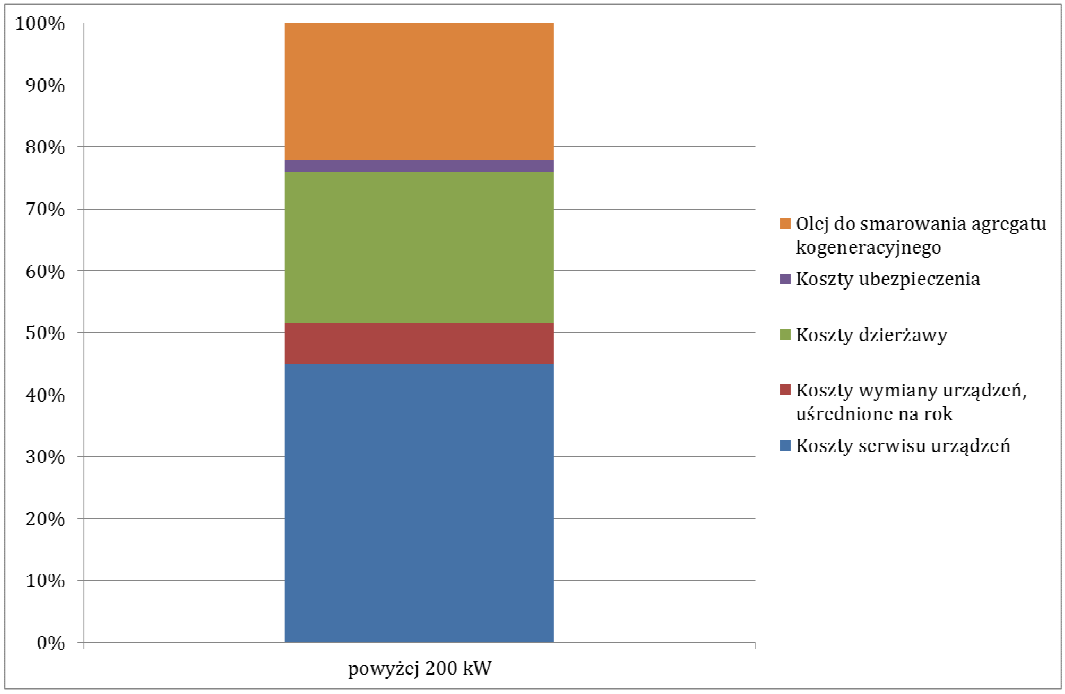
Założenia odnośnie kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych

W strukturze kosztów inwestycyjnych (CAPEX) największy udział, ok. 60%, stanowią koszty urządzeń, głównie studni oraz agregatów kogeneracyjnych a także koszt montażu instalacji wynoszący ok. 25% nakładów całkowitych.



Rysunek 12. Założona struktura kosztów inwestycyjnych CAPEX dla instalacji biogazu składowiskowego o mocy powyżej 200 kW

W strukturze kosztów eksploatacyjnych największy udział odpowiadający ok. 45% stanowi serwis urządzeń, ponadto ok. 25% stanowią koszty dzierżawy oraz 20% - koszt oleju do układu smarowania agregatu.



Rysunek 13. Założona struktura kosztów eksploatacyjnych OPEX dla instalacji biogazu składowiskowego o mocy powyżej 200 kW

Dane przyjęte do modelu

Dane do modelu obliczeniowego dla biogazowni składowiskowych przyjęto na podstawie ankietowego badania rynku, przeprowadzonego przez IEO, w oparciu o dane z rzeczywistych instalacji o mocy 500 kW oraz 3470 kW. Jako bazową do dalszych analiz przyjęto moc 620 kW, odpowiadającą średniej mocy instalacji występujących obecnie na polskim rynku, opierając się na danych dla instalacji o mocy 500 kW, z uwzględnieniem odpowiedniej korekty oraz po uzupełnieniu niektórych danych na podstawie drugiego obiektu referencyjnego.

Tabela 22. Dane przyjęte do modelu obliczeniowego dla biogazowni składowiskowych

	Instalacje biogazu składowiskowego o mocy powyżej 200 kW
OPIS projektu przyjętego do modelu	Instalacja o mocy 620 kW_{el} i 670 kW_{th}
Moc elektryczna instalacji referencyjnej [MW]	0,620
Jednostkowe nakłady inwestycyjne CAPEX [tys. zł/MW]	6768
Jednostkowe koszty eksploatacyjne OPEX [tys. zł/MW/rok]	869
Współczynnik wykorzystania mocy [h/rok]	8050

Źródło: Analiza Instytutu Energetyki Odnawialnej pn. „Analiza dotycząca określenia niezbędnej wysokości wsparcia dla poszczególnych technologii OZE w kontekście realizacji Krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych."

Założona degresja kosztów CAPEX i OPEX

Założono, że degresja kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych będzie wynosić jak poniżej:

Tabela 23. Założona, degresja kosztów CAPEX i OPEX dla biogazowni składowiskowych

	Instalacje biogazu składowiskowego o mocy powyżej 200 kW
Średni współczynnik degresji dla CAPEX	1,0%
Średni współczynnik degresji dla OPEX	0,5%

Źródło: Analiza Instytutu Energetyki Odnawialnej pn. „Analiza dotycząca określenia niezbędnej wysokości wsparcia dla poszczególnych technologii OZE w kontekście realizacji Krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych."

Porównanie z danymi referencyjnymi

Tabela 24. Porównanie parametrów przyjętych do obliczeń z danymi referencyjnymi dla biogazowni składowiskowych

	Instalacje biogazu składowiskowego o mocy powyżej 200 kW	
	Przyjęte do modelu	DECC[27]
CAPEX, [tys. zł/MW]	**6768**	5869
OPEX, [tys. zł/MW/rok]	**946**	615
Współczynnik wykorzystania mocy, [h/rok]	**8050**	

[27] Ministerstwo Energii i Zmian Klimatycznych (*ang. Department of Energy & Climate Change, DECC*).

Źródło: Analiza Instytutu Energetyki Odnawialnej pn. „Analiza dotycząca określenia niezbędnej wysokości wsparcia dla poszczególnych technologii OZE w kontekście realizacji Krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych."

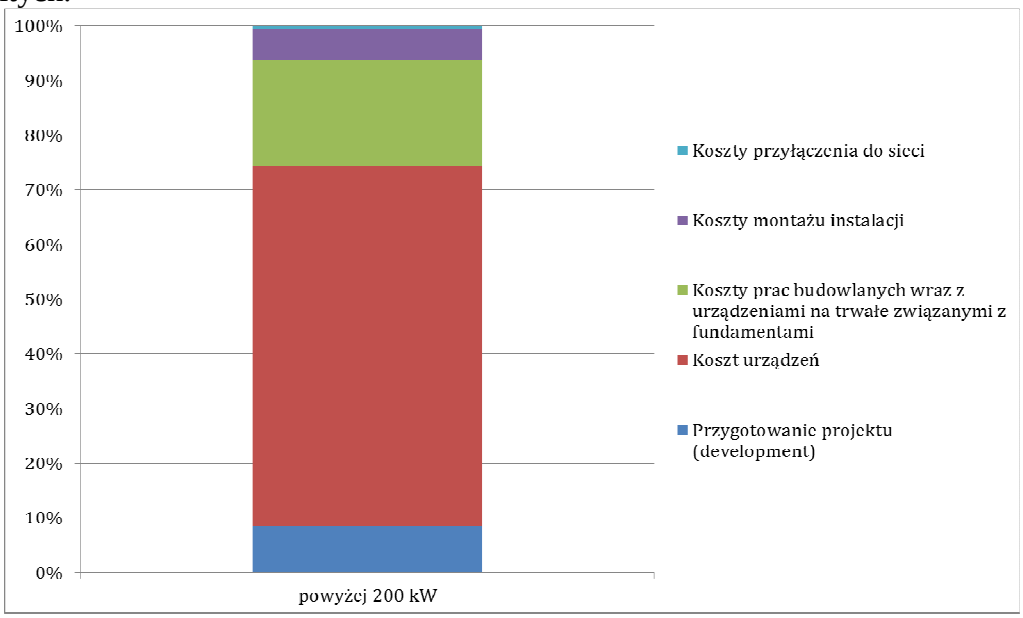
2.2.1.3 Biogaz z oczyszczalni ścieków powyżej 200 kW

Założenia odnośnie projektu przyjętego do modelu obliczeniowego

W przypadku instalacji biogazowych korzystających z surowców pochodzących z oczyszczalni ścieków o mocy powyżej 200 kW, na podstawie badania rynku przeprowadzonego przez IEO, jako modelowy przypadek wybrano instalację o mocy zainstalowanej 700 kW_{el} oraz mocy cieplnej 756 kW_{th}.

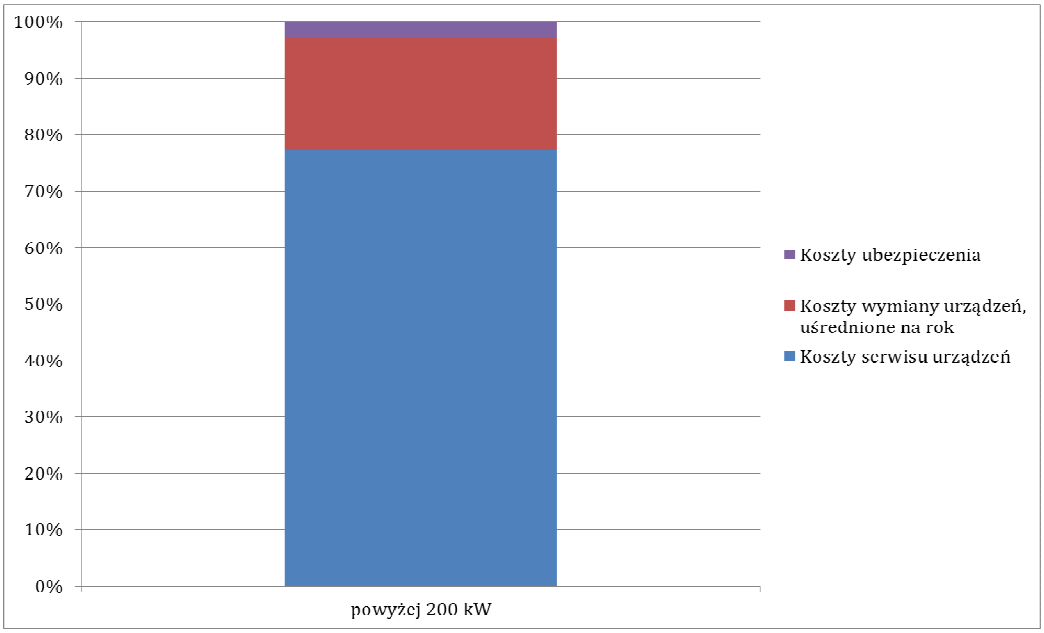
Założenia odnośnie kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych

W strukturze kosztów inwestycyjnych (CAPEX) największy udział, ok. 65%, stanowią koszty urządzeń, gł. agregatów kogeneracyjnych a także koszt prac budowlanych związany m.in. z wykonaniem zbiorników (komór fermentacyjnych), odpowiadający ok. 20% nakładów całkowitych.



Rysunek 14. Założona struktura kosztów inwestycyjnych CAPEX dla instalacji biogazu z oczyszczalni ścieków o mocy powyżej 200 kW

W strukturze kosztów eksploatacyjnych dominują koszty serwisu urządzeń, odpowiadające ok. 78%, natomiast ok. 20% stanowi koszt wymiany urządzeń.



Rysunek 15. Założona struktura kosztów eksploatacyjnych OPEX dla instalacji biogazu z oczyszczalni ścieków o mocy powyżej 200 kW

Dane przyjęte do modelu

Dane do modelu obliczeniowego dla biogazowni przyjęto na podstawie ankietowego badania rynku przeprowadzonego przez IEO, z uwagi na dużą liczbę zgłoszeń i wysoki stopień kompletności danych wybrano jako referencyjne dane ze środka zgłoszonego przedziału.

Tabela 25 Dane przyjęte do modelu obliczeniowego dla biogazowni na oczyszczalniach ścieków

	Instalacje biogazu na oczyszczalniach ścieków o mocy powyżej 200 kW
OPIS projektu przyjętego do modelu obliczeniowego	Instalacja o mocy 700 kW_{el} i 756 kW_{th}
Moc elektryczna instalacji referencyjnej [MW]	0,700
Jednostkowe nakłady inwestycyjne CAPEX [tys. zł/MW]	18400
Jednostkowe koszty eksploatacyjne OPEX [tys. zł/MW]	623
Współczynnik wykorzystania mocy [h/rok]	5900

Źródło: Analiza Instytutu Energetyki Odnawialnej pn. „Analiza dotycząca określenia niezbędnej wysokości wsparcia dla poszczególnych technologii OZE w kontekście realizacji Krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych.”

Założona degresja kosztów CAPEX i OPEX

Tabela 26 Założona degresja kosztów CAPEX i OPEX dla instalacji biogazu na oczyszczalniach ścieków

	Instalacje biogazu na oczyszczalniach ścieków o mocy powyżej 200 kW
Średni współczynnik degresji dla CAPEX	1,0%
Średni współczynnik degresji dla OPEX	1,0%

Źródło: Analiza Instytutu Energetyki Odnawialnej pn. „Analiza dotycząca określenia niezbędnej wysokości wsparcia dla poszczególnych technologii OZE w kontekście realizacji Krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych."

Porównanie z danymi referencyjnymi

Tabela 27 Porównanie parametrów przyjętych do obliczeń z danymi referencyjnymi dla biogazowni na oczyszczalniach ścieków

	Instalacje biogazu na oczyszczalniach ścieków o mocy powyżej 200 kW	
	Przyjęte do modelu	DECC
CAPEX, [tys. zł/MW]	**18 481**	17403
OPEX, [tys. zł/MW]	**663**	517
Współczynnik wykorzystania mocy,[h/rok]	**5900**	7998

Źródło: Analiza Instytutu Energetyki Odnawialnej pn. „Analiza dotycząca określenia niezbędnej wysokości wsparcia dla poszczególnych technologii OZE w kontekście realizacji Krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych."

2.2.2. Biomasa

Z uwagi na różnorodność badanych rozwiązań technologicznych i stosunkowo niewielką liczbę ankiet zwrotnych w badaniu ankietowym oraz niepełną ich reprezentatywność dla rozważanych technologii konieczne było wykorzystanie innych źródeł. W ustalaniu wielkości poszczególnych kategorii kosztów przyjęto poniższe założenia ogólne.

Założenia ogólne:

1. Jednostkowe nakłady inwestycyjne dla instalacji wysokosprawnej kogeneracji są wyższe,
2. Jednostkowy nakład inwestycyjny, o ile nie ma innych przesłanek, maleje ze wzrostem mocy instalacji,
3. Instalacje dedykowane w grupie do 10 MW są w warunkach polskich projektami nowymi, nakłady inwestycyjne są zatem znacząco wyższe, także ze względu na konieczność wybudowania infrastruktury towarzyszącej i pomocniczej. W kategorii mogą zawierać się instalacje ciepłownicze (PEC) zainteresowane tymi inwestycjami i rozpoczynające produkcję energii elektrycznej w skojarzeniu (inwestycja polega wtedy na modernizacji kotła rusztowego i instalacji nowego turbozespołu),
4. Referencyjne instalacje w kategorii 10-50 MW polegają na konwersji kotła węglowego pyłowego na kocioł fluidalny. Nakład inwestycyjny związany z generacją energii elektrycznej jest ograniczony do modernizacji turbiny,
5. Instalacje powyżej 50 MW obejmują budowę nowych bloków. Wykorzystywana jest infrastruktura towarzysząca elektrowni,
6. Dla instalacji spalania wielopaliwowego (współspalania) zakłada się dostosowanie działających kotłów do podawania biomasy. Rozwiązanie techniczne dobierane są ze względu na stan urządzeń i dostępną infrastrukturę pomocniczą. W rezultacie, ze względu na ograniczone nakłady inwestycyjne na dostosowanie działających kotłów oraz duży stopień wykorzystania urządzeń nakłady inwestycyjne są niższe,
7. Jednostkowe koszty OPEX maleją ze wzrostem mocy instalacji. Dla przypadków instalacji z nowymi urządzeniami przyjęto niższe koszty,
8. Dla instalacji pracujących w kogeneracji przyjęto założenie, że produkcja energii elektrycznej, jako bardziej rentowna, ma priorytet nad produkcją ciepła. Produkowana energia elektryczna obliczana jest jako iloczyn wskaźnika wykorzystania mocy (h/rok)

i mocy elektrycznej (MW_{el})[28] Z uwagi na sezonowy charakter zapotrzebowania na ciepło przyjęto założenie, że sprzedaż ciepła jest niższa, niż wynika to z osiągalnej mocy cieplnej w kogeneracji,

9. Jednostkowe ceny biomasy przyjęto niższe dla instalacji mniejszych ze względu na rosnące z wielkością zapotrzebowania ceny zakupu i koszty logistyki[29].

Ze względu na niepełne dane źródłowe, należało je uspójnić i przyjąć jednolite dla wszystkich technologii energetycznego wykorzystania biomasy założenia dotyczące wysokości i struktury nakładów inwestycyjnych i kosztów operacyjnych, odpowiadające strukturze danych wejściowych do modelu ekonomicznego. Dane wejściowe wymagają pewnej agregacji parametrów dla poszczególnych inwestycji. Poniższa tabela 28 przedstawia zestawienie wartości parametrów przyjętych do obliczeń w modelu, z wyłączeniem spalania wielopaliwowego, które ze względu na specyfikę technologii wymagało nieco innego modelu obliczeń i większej liczby założeń.

Tabela 28 Zestawienie danych przyjętych do modelu ekonomicznego spalania biomasy w instalacjach dedykowanych lub hybrydowych

		biomasa do 10 MW	**biomasa CHP do 10 MW**	**biomasa 10-50 MW**	**biomasa CHP 10-50 MW**	**biomasa pow. 50 MW**	**biomasa CHP pow. 50 MW**
Moc elektryczna	MW	7	7	30	30	50	50
Moc cieplna	MW		10		40		70
Sprawność wytwarzania energii elektrycznej	%	36%	25%	36%	25%	37%	25%
CAPEX	tys. zł/MW	14000	15 000	5 000	6 000	6 500	8 500
OPEX	tys. zł/MW	200	250	100	150	100	130
Cena netto biomasy 2013	zł/MWh	250	360	260	374	277	410
Koszt zużytej biomasy przy wyprodukowaniu 1 MWh energii elektrycznej	zł/GJ	25	25	26	26	28,5	28,5
Współczynnik wykorzystania mocy	h/rok	7200	7200	7500	7000	7500	7500

Źródło: Analiza Instytutu Energetyki Odnawialnej pn. „Analiza dotycząca określenia niezbędnej wysokości wsparcia dla poszczególnych technologii OZE w kontekście realizacji Krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych."

Przyjętą strukturę kosztów przedstawia tabela 29 i rysunek 16.

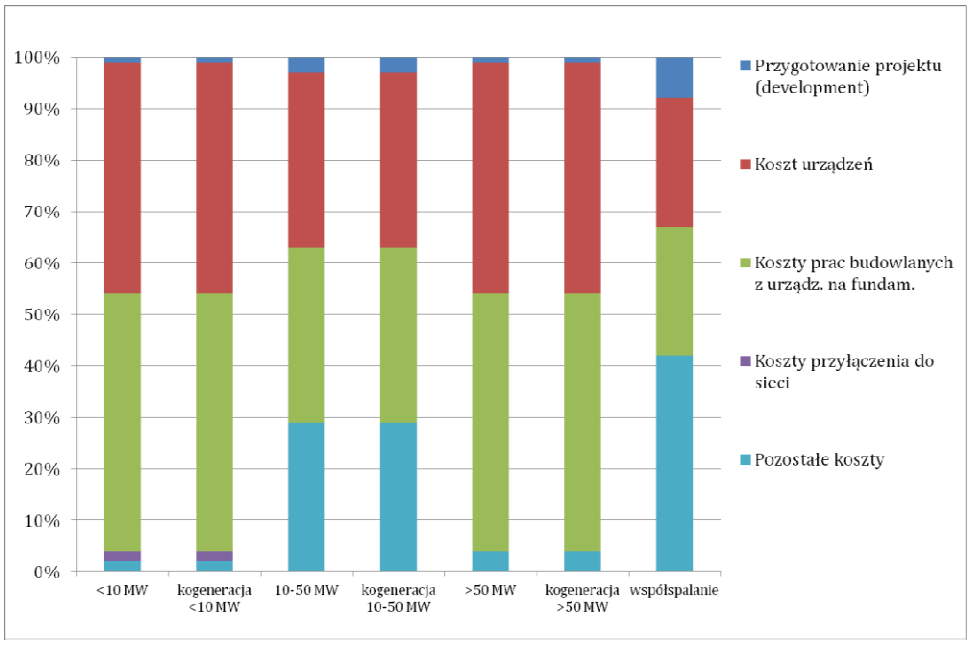
[28] Przez moc elektryczną rozumiana jest moc elektryczna netto, zgodnie z definicją mierzona na wyjściu z elektrowni.

[29] Najważniejsze czynniki wzrostu związane są z rosnącym udziałem biomasy „agro", kryteriami zrównoważonej produkcji i obowiązku certyfikacji biomasy oraz kosztami obsługi i magazynowania. Dla mniejszych mocy instalacji, zaopatrywanych na lokalnych rynkach biomasy, koszty będą stabilniejsze.

Tabela 29 Założona struktura udziału kosztów inwestycyjnych CAPEX dla wszystkich analizowanych instalacji spalania biomasy

OPIS	Przygotowanie projektu, %	Koszt urządzeń, %	Koszt prac budowlanych i urządzeń związ. z fund., %	Koszt przyłącza do sieci, %	Pozostałe koszty
biomasa <10 MW	1	45	50	2	2
biomasa – kogeneracja <10 MW	1	45	50	2	2
biomasa 10-50 MW	3	34	34	0	29
biomasa – kogeneracja 10-50 MW	3	34	34	0	29
biomasa > 50 MW	1	45	50	0	4
biomasa - kogeneracja>50 MW	1	45	50	0	4

Źródło: Analiza Instytutu Energetyki Odnawialnej pn. „Analiza dotycząca określenia niezbędnej wysokości wsparcia dla poszczególnych technologii OZE w kontekście realizacji Krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych."



Rysunek 16 Założona struktura kosztów inwestycyjnych CAPEX dla technologii wykorzystujących biomasę

Zgodnie z przyjętymi założeniami ogólnymi, struktura kosztów inwestycyjnych wynika z zakresu inwestycji, czy instalacja jest budowana od podstaw, czy też modernizowana jest istniejąca. Dla rozwiązań, które wykorzystują istniejącą infrastrukturę koszty przyłączenia do sieci zostały pominięte.

W strukturze kosztów eksploatacyjnych podstawowym kosztem są koszty paliw.

Zakres inwestycji w poszczególnych technologiach.

- **biomasa do 10 MW**

Zakres inwestycji obejmuje nową, autonomiczną instalację budowaną łącznie z infrastrukturą pomocniczą.

- **biomasa CHP do 10 MW**

Zakres inwestycji obejmuje:

1. Nową, autonomiczną instalację, lub
2. Modernizację kotła węglowego rusztowego i nowy turbozespół w zakładzie energetyki cieplnej.

- **biomasa 10- 50 MW**

Zakres inwestycji obejmuje:

1. Konwersję kotła węglowego na biomasowy,
2. Modernizowane są turbiny, generator może być wymieniony, modernizowane są urządzenia i instalacje elektryczne związane z wyprowadzaniem mocy,
3. Modernizowane i dostosowywane są inne elementy infrastruktury elektrowni (komin, chłodnie, instalacje sterowania itp.).

- **biomasa CHP 10- 50 MW**

Zakres inwestycji obejmuje:

1. Konwersję lub wymianę kotła węglowego na biomasowy (fluidalny) wraz z modernizacjami turbogeneratora i pozostałych instalacji,
2. Budowę bloku energetycznego w działającej elektrociepłowni (kocioł fluidalny na biomasę), z wykorzystaniem części infrastruktury pomocniczej (m.in. turbogenerator),
3. Kocioł pyłowy jest przebudowany i konwertowany na kocioł pracujący w układzie dedykowanym lub hybrydowym, w którym spalana jest biomasa.

- **biomasa pow. 50 MW**

Zakres inwestycji obejmuje budowę nowego bloku energetycznego (z kotłem fluidalnym, turbiną kondensacyjną i generatorem), z wykorzystaniem części infrastruktury pomocniczej elektrowni.

- **biomasa CHP pow. 50 MW**

Zakres inwestycji obejmuje budowę nowego bloku energetycznego (z kotłem fluidalnym, turbiną kondensacyjną z upustami ciepłowniczymi i generator) z wykorzystaniem części infrastruktury pomocniczej elektrociepłowni.

W tabeli 30 zestawiono dane wejściowe przyjęte do obliczeń na podstawie badań ankietowych z danymi z literatury światowej.

Tabela 30. Porównanie wartości przyjętych do obliczeń z danymi referencyjnymi

	Przyjęte do modelu	**IRENA[30]**	**DECC[31]**
CAPEX, tys.zł/MW	14000	5978-13547	12866-19106
	15 000	11289-21688	17370-24879
	5 000	6901-14310	818-5378
	6 000	11289-21688	17370-24879
	6 500	6900-14310	11145-13823
	8 500	11289-21688	17370-24879
	200	445-2703	818-5838
OPEX, tys. zł/MW	2 000	191-414	600-1240
	2 842	361-1019	694-1354

[30] (Lempp P. i in., 2013), (IRENA, 2012), do przeliczeń zastosowano kurs 1 zł = 3,18 USD

[31] (Department of Energy and Climate Change and ARUPT, 2011), do przeliczeń zastosowano kurs 1 zł = 4,96 £

	Przyjęte do modelu	IRENA[30]	DECC[31]
	2 050	207-859	228-248
	2 771	339-1301	694-1355
	2 180	207-859	516-1061
	3 208	339-1301	694-1355
	1 703	13-162	228-248
Współczynnik wykorzystania mocy, h/rok	7200		
	7200		
	7500		
	7000		
	7500		
	7500		
	7000		

Źródło: Analiza Instytutu Energetyki Odnawialnej pn. „Analiza dotycząca określenia niezbędnej wysokości wsparcia dla poszczególnych technologii OZE w kontekście realizacji Krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych."

2.2.3 Biopłyny do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła

Założenia odnośnie projektu referencyjnego

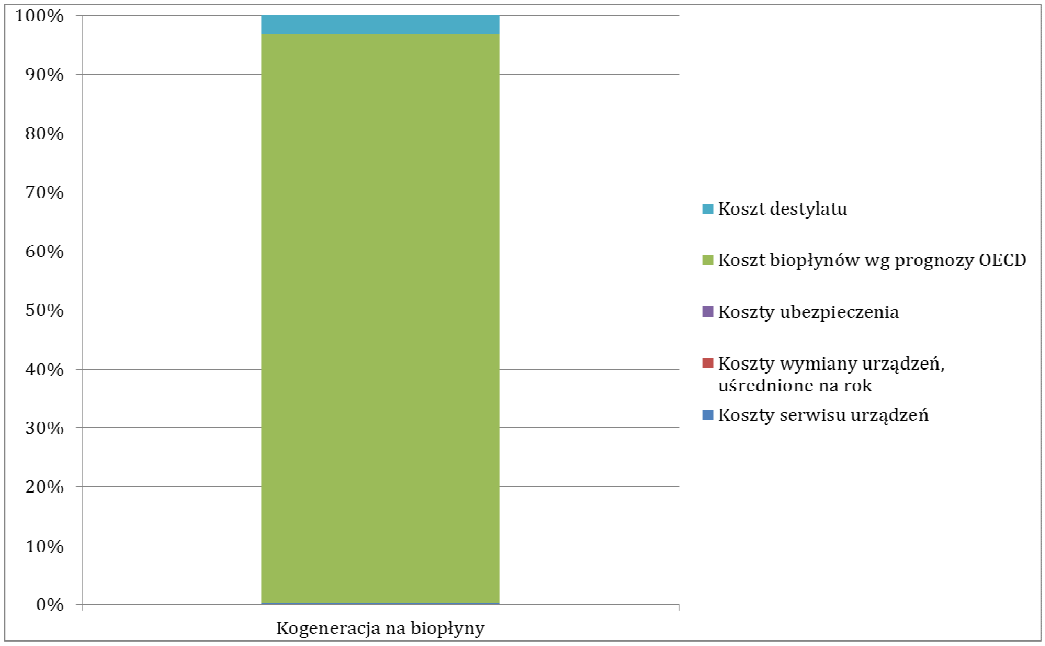
Dla technologii, opartej na spalaniu biopaliw płynnych w kogeneracji, która jest na bardzo wczesnym etapie rozwoju w Polsce, natomiast osiągnęła już dojrzałość rynkową w Niemczech, jako instalację referencyjną, odpowiadającą krajowym realiom, wybrano projekt o mocy 25 MW_{el} oraz mocy cieplnej 16 MW_{th} , planowanej do realizacji przez jeden z krajowych koncernów energetycznych, oparty na koncepcji budowy bloku kogeneracyjnego zasilanego olejami roślinnymi, głównie olejem rzepakowym. Dodatkowo, jako dane uzupełniające do stworzenia założeń i opracowania modelu rynkowego instalacji na biopaliwa płynne, przyjęto dane z rynku niemieckiego, gdzie rozpowszechnione są systemy kogeneracyjne na tego typu paliwa. Relatywnie wysoki koszt inwestycyjny tej technologii oraz znaczny koszt eksploatacyjny, wynikający z konieczności pozyskania biopaliw, przełożył się na założenie, że w pierwszej kolejności największą opłacalność zdobędą inwestycje większej skali o charakterze komunalnym lub przemysłowym. W obiektach tych zarówno charakter instalacji jak i rodzaj stosowanego paliwa będzie istotnie determinował lokalizację zakładu oraz możliwości wykorzystania lub sprzedaży wytworzonych nośników energii, w tym również wytwarzanego ciepła, zwiększając w ten sposób rentowność inwestycji, dlatego założono, jako standardowe rozwiązanie, wykorzystanie w ww. systemach, kogeneracji.

Założenia odnośnie kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych

Z uwagi na utrudnienia w pozyskaniu rzeczywistych danych rynkowych dla działających instalacji, do obliczeń dla elektrociepłowni na biopłyny przyjęto zagregowaną wartość nakładów inwestycyjnych na podstawie danych szacunkowych dla wybranego projektu referencyjnego, przy czym w strukturze (CAPEX) największy udział stanowią koszty agregatu CHP. Pozostałe składniki nakładów inwestycyjnych dla systemów kogeneracyjnych dla biopłynów stanowią: izolacja akustyczna, katalizator, układ smarowania, sterowanie i automatyka, wentylacja oraz koszt prac budowlanych. Udział kosztu agregatu w stosunku do pozostałych składników kosztów projektu rośnie dla instalacji o wyższej mocy i może dochodzić do ok. 90% wartości nakładów.

W strukturze kosztów eksploatacyjnych, zdecydowanie dominują koszty zakupu biopaliw, które mogą stanowić nawet ok. 96% kosztów całkowitych. Według danych z rynku niemieckiego największe zastosowanie jako paliwo w systemach kogeneracyjnych na

biopłyny mają gł. oleje roślinne, z dużym udziałem olejów rzepakowych. Do szczegółowej analizy ekonomicznej przyjęto jako surowiec oleje roślinne. Do obliczeń założono cenę paliwa na poziomie 3700 zł/t na podstawie prognozy OECD-FAO Agricultural Outlook 2012-2021[32].



Rysunek 17. Założona struktura kosztów eksploatacyjnych OPEX dla systemów wytwarzania energii elektrycznej i ciepła na biopłyny

Dane przyjęte do modelu

Dane do modelu obliczeniowego dla systemów kogeneracyjnych na biopłyny przyjęto na podstawie opracowania wykonanego przez Instytut Energetyki Odnawialnej z uwzględnieniem wyników raportu „Analiza możliwości wprowadzenia systemu Feed-in tariff dla mikro i małych instalacji OZE", wykonanej przez Instytut Energetyki Odnawialnej na zlecenie Ministerstwa Gospodarki[33].

Tabela 31. Zestawienie danych przyjętych do modelu dla biopłynów

	Kogeneracja na biopaliwa płynne
OPIS projektu referencyjnego	Instalacja o mocy 25 MW_{el} i 16 MW_{th}
Moc elektryczna instalacji referencyjnej [MW]	25
Jednostkowe nakłady inwestycyjne CAPEX [tys. zł/MW]	6 505
Jednostkowe koszty eksploatacyjne OPEX [tys. zł/MW/rok]	5 696
Współczynnik wykorzystania mocy [h/rok]	8000

Źródło: Analiza Instytutu Energetyki Odnawialnej pn. „Analiza dotycząca określenia niezbędnej wysokości wsparcia dla poszczególnych technologii OZE w kontekście realizacji Krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych."

[32] OECD-FAO Agricultural Outlook 2012-2021, http://www.keepeek.com/Digital-AssetManagement/oecd/agriculture-and-food/oecd-fao-agricultural-outlook-2012_agr_outlook-2012-en

[33] Analiza możliwości wprowadzenia systemu Feed-in tariff dla mikro i małych instalacji OZE, Instytut Energetyki Odnawialnej, Warszawa, 2012 r.

Założona degresja kosztów CAPEX i OPEX

W przypadku degresji kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych, założono, że średni współczynnik degresji CAPEX będzie wynosił 1,5 %, natomiast dla OPEX przyjęto że parametr ten osiągnie wartość (+)0,8%, z uwagi na spodziewany wzrost cen paliwa zgodnie z prognozą OECD-FAO oraz transportu o ok. 1,5% w skali roku, korygowany przez jednoczesny stopniowy spadek cen serwisu oraz niektórych materiałów eksploatacyjnych.

Tabela 32. Założona degresja kosztów CAPEX i OPEX dla biopaliw płynnych

	Kogeneracja na biopaliwa płynne
Średni współczynnik degresji dla CAPEX	1,5%
Średni współczynnik degresji dla OPEX	(+)0,8%[34]

Źródło: Analiza Instytutu Energetyki Odnawialnej pn. „Analiza dotycząca określenia niezbędnej wysokości wsparcia dla poszczególnych technologii OZE w kontekście realizacji Krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych."

Porównanie z danymi referencyjnymi

Przyjęte wartości danych wejściowych do modelu porównano z danymi referencyjnymi. Założenia przyjęte do modelu obliczeniowego w porównaniu z danymi referencyjnymi w zakresie wartości odpowiada danym brytyjskim dla projektów o skali większej od 10 MW.

Tabela 33. Porównanie parametrów przyjętych do obliczeń z danymi referencyjnymi dla kogeneracji na biopłyny

	Przyjęte do modelu	DECC [35]
CAPEX, [tys. zł/MW]	**6 505**	6 200
OPEX, [tys. zł/MW]	**5 696**	838
Współczynnik wykorzystania mocy, [h/rok]	**8000**	

Źródło: Analiza Instytutu Energetyki Odnawialnej pn. „Analiza dotycząca określenia niezbędnej wysokości wsparcia dla poszczególnych technologii OZE w kontekście realizacji Krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych."

2.2.4 Energetyka wiatrowa

Założenia odnośnie projektu referencyjnego

Dla poszczególnych kategorii projektów wiatrowych, jako projekt referencyjny wybrano:

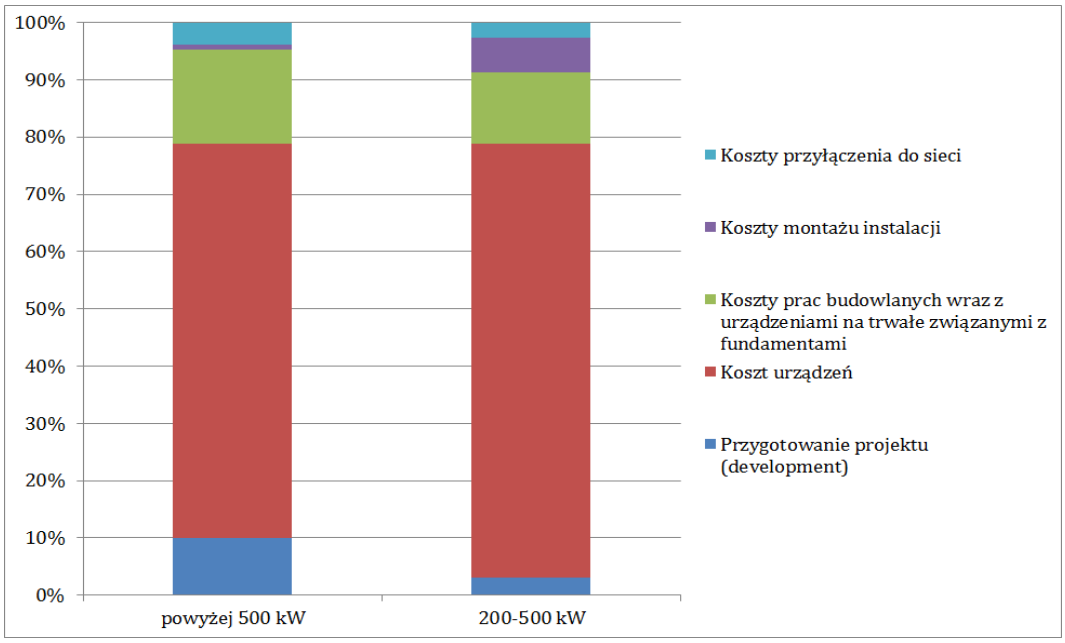
- w kategorii 200-500 kW, pojedynczą turbinę wiatrową o mocy 275 kW; dane wejściowe do modelu odpowiadają parametrom dostępnej na rynku nowej turbiny,
- w kategorii powyżej 500 kW analizowano przykładowy projekt farmy wiatrowej o mocy 40 MW, w oparciu o informacje od uczestników rynku (wyniki ankietyzacji rynku przeprowadzonej przez IEO).

[34] Wartość dodatnia oznacza wzrost danej kategorii kosztów.

[35] Department of Energy and Climate Change and ARUPT, „Review of the generation costs and deployment potential of renewable electricity technologies in the UK." 2011.

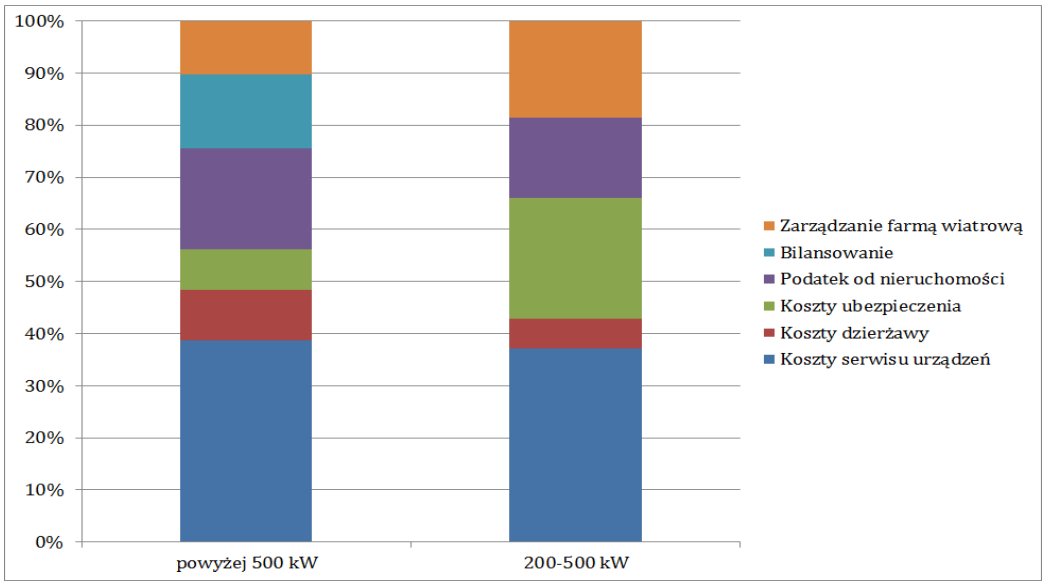
Założenia odnośnie kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych

Struktura przyjętych do modelowania kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych przedstawiona została na poniższych rysunkach. W strukturze kosztów inwestycyjnych (CAPEX), dla dużych projektów wiatrowych znacznie wyższy udział mają koszty przygotowania projektu oraz przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. W przypadku turbin wiatrowych 200-500 kW, koszt zdominowany jest przez zakup i montaż urządzeń oraz prace budowlane.



Rysunek 18. Założona struktura kosztów inwestycyjnych CAPEX w przypadku energetyki wiatrowej 200-500 kW oraz powyżej 500 kW

W strukturze kosztów eksploatacyjnych, w przypadku mniejszych, pojedynczych turbin wiatrowych znacznie większe znaczenie niż w przypadku farm wiatrowych mają składniki związane z zarządzaniem bieżącą pracą instalacji oraz kosztami ubezpieczenia. Z kolei dla dużych farm wiatrowych istotne koszty dotyczą bilansowania i dzierżawy gruntu pod farmę wiatrową. W strukturze kosztów eksploatacyjnych w obu przypadkach dominują koszty serwisu urządzeń.



Rysunek 19. Założona struktura kosztów eksploatacyjnych OPEX dla projektów wiatrowych o mocy 200-500 kW oraz powyżej 500 kW

Dane przyjęte do modelu

Dane wykorzystane dla technologii turbin wiatrowych średniej mocy opracowano na podstawie informacji reprezentatywnego europejskiego producenta turbin z zakresu mocy 200-500 kW.

Dla farm wiatrowych przyjęto:

- Referencyjną wielkość farmy wiatrowej 40 MW, na podstawie nadesłanych ankiet oraz informacji o typowej skali projektów wiatrowych rozwijanych w Polsce,
- Jednostkowe nakłady inwestycyjne na poziomie najniższych kosztów CAPEX podawanych dla farmy wiatrowej o mocy zbliżonej do projektu referencyjnego,
- Koszty eksploatacyjne na podstawie najbardziej kompletnych kosztów podanych w otrzymanych ankietach dla projektów zbliżonych do projektu referencyjnego,
- Współczynnik wykorzystania mocy na poziomie średniego współczynnika podawanego w ankietach dla nowych projektów o skali zbliżonej do referencyjnej farmy wiatrowej.

Tabela 34. Założenia modelowe dla technologii energetyki wiatrowej

		Energetyka wiatrowa 200-500 kW	**Energetyka wiatrowa powyżej 500 kW**
OPIS rozważanego projektu referencyjnego		Pojedyncza turbina wiatrowa o mocy 275 kW	Farma wiatrowa 40 MW
Moc elektryczna instalacji referencyjnej	MW	0,275	40
Jednostkowe nakłady inwestycyjne CAPEX	tys. zł/MW	7055	6390
Jednostkowe nakłady eksploatacyjne OPEX	tys. zł/MW/rok	218	194
Współczynnik wykorzystania mocy	h/rok	2000	2400

Źródło: Analiza Instytutu Energetyki Odnawialnej pn. „Analiza dotycząca określenia niezbędnej wysokości wsparcia dla poszczególnych technologii OZE w kontekście realizacji Krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych."

Założona degresja kosztów CAPEX i OPEX

W przypadku degresji kosztów, założono, że:

- W przypadku kategorii 200-500 kW, należy oczekiwać głównie spadku kosztów inwestycyjnych, związanego z efektem skali oraz rozwojem sektora usług w zakresie budowy i montażu instalacji; ponadto wraz ze wzrostem mocy zainstalowanej można spodziewać się korzystniejszych ofert w zakresie serwisowania oraz obsługi tego sektora,
- Dla kategorii powyżej 500 kW oczekiwany jest głównie spadek kosztów usług budowlano- montażowych; równocześnie jednak wzrastać mogą koszty przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, co spowolni degresję kosztów.

Tabela 35. Współczynniki degresji CAPEX i OPEX dla energetyki wiatrowej

	Energetyka wiatrowa 200-500 kW	**Energetyka wiatrowa powyżej 500 kW**
Średni współczynnik degresji dla CAPEX	2%	1%
Średni współczynnik degresji dla	0,5%	0,5%

OPEX		

Źródło: Analiza Instytutu Energetyki Odnawialnej pn. „Analiza dotycząca określenia niezbędnej wysokości wsparcia dla poszczególnych technologii OZE w kontekście realizacji Krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych."

Porównanie z danymi referencyjnymi

Założone dane wejściowe porównano z danymi referencyjnymi. W przypadku technologii turbin wiatrowych 200-500 kW dokonano porównania z danymi z Wielkiej Brytanii, gdzie technologia „średnich" turbin wiatrowych wyodrębniona jest w systemie wsparcia. Koszty i wydajność dla turbin wiatrowych powyżej 500 kW zestawiono z danymi pochodzącymi z opracowań IRENA (dla krajów Europy Wschodniej), DECC (UK) oraz NREL (USA). Zarówno koszty inwestycyjne, jak i eksploatacyjne przyjęte w modelu mieszczą się w zakresach podanych w materiałach referencyjnych, z uwzględnieniem specyfiki krajowej (współczynniki wykorzystania mocy).

Tabela 36. Porównanie parametrów przyjętych do obliczeń z danymi referencyjnymi

	200-500 kW		**Powyżej 500 kW**		
	Przyjęte do modelu	DECC[36]	Przyjęte do modelu	IRENA[37]	NREL
CAPEX, tys. zł/MW	7055	7350	6390	4200-8100	6320
OPEX, tys. zł/MW	218	200	194	113-230[38]	190
Wsp. wykorzystania mocy, h/rok	2000		2400	1750-2650	2600

Źródło: Analiza Instytutu Energetyki Odnawialnej pn. „Analiza dotycząca określenia niezbędnej wysokości wsparcia dla poszczególnych technologii OZE w kontekście realizacji Krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych."

2.2.5 Energetyka wodna

Założenia odnośnie projektu referencyjnego

Z uwagi na niewielką liczbę ankiet w badaniu ankietowym przeprowadzonym przez IEO oraz niepełną ich reprezentatywność dla niektórych zakresów mocy elektrowni wodnych konieczne było wykorzystanie innych źródeł literaturowych. W analizie uwzględniono przypadki małych elektrowni wodnych wybudowanych na istniejących jazach wodnych, które zostały poddane kompleksowej wymianie infrastruktury.

Dane przyjęte do modelu

Z otrzymanych ankiet wyselekcjonowano zbiór danych wejściowych do modelu obliczeniowego:

Tabela 37. Dane wejściowe do modelu dla elektrowni wodnych

	Elektrownie wodne o mocy poniżej 75 kW	**Elektrownie wodne o mocy 75 – 1000 kW**	**Elektrownie wodne o mocy 1000 – 5000 kW**
Opis projektu referencyjnego	Elektrownia wodna o mocy 70 kW	Elektrownia wodna o mocy 500 kW	Elektrownia wodna o mocy 3200 kW
Moc instalacji referencyjnej [MW]	0,07	0,50	3,20
Jednostkowe nakłady inwestycyjne – CAPEX	17 164	14 965	15 918

[36] UK Department of Energy and Climate Change "Review of the generation costs and deployment potential of renewable electricity technologies in the UK", Study Report

[37] Dane dla Europy wschodniej

[38] 207 tys. PLN/MW dla Niemiec

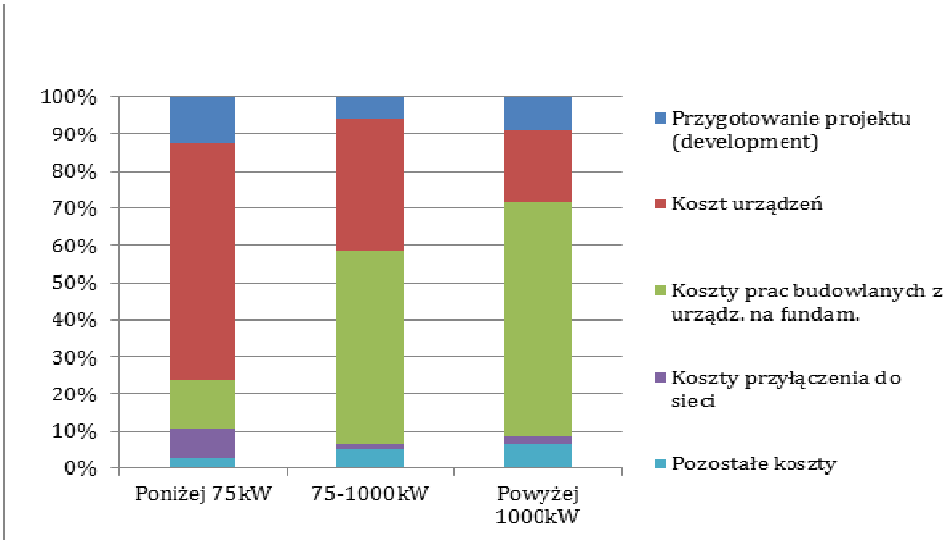
[tys. zł / MW]			
Jednostkowe koszty eksploatacyjne – OPEX [tys. zł / MW]	652	232	145
Współczynnik wykorzystania mocy [h/rok]	3 900	3 900	3 900

Źródło: Analiza Instytutu Energetyki Odnawialnej pn. „Analiza dotycząca określenia niezbędnej wysokości wsparcia dla poszczególnych technologii OZE w kontekście realizacji Krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych."

Do obliczeń w modelu przyjęto dane z ankiet, które posiadały charakterystyczną strukturę nakładów inwestycyjnych, tzn. wraz ze wzrostem mocy elektrowni, rósł także udział kosztów związanych z infrastrukturą na stałe związaną z gruntem (jaz, budynek elektrowni, przepławka, drogi dojazdowe itp.), natomiast malały nakłady odnoszące się do urządzeń (turbozespół). W nakładach inwestycyjnych uwzględniono przygotowanie instalacji do pracy systemowej oraz koszty przyłączenia do sieci. Pozostałe koszty dotyczą m. in. prac montażowych oraz zakupu gruntów.

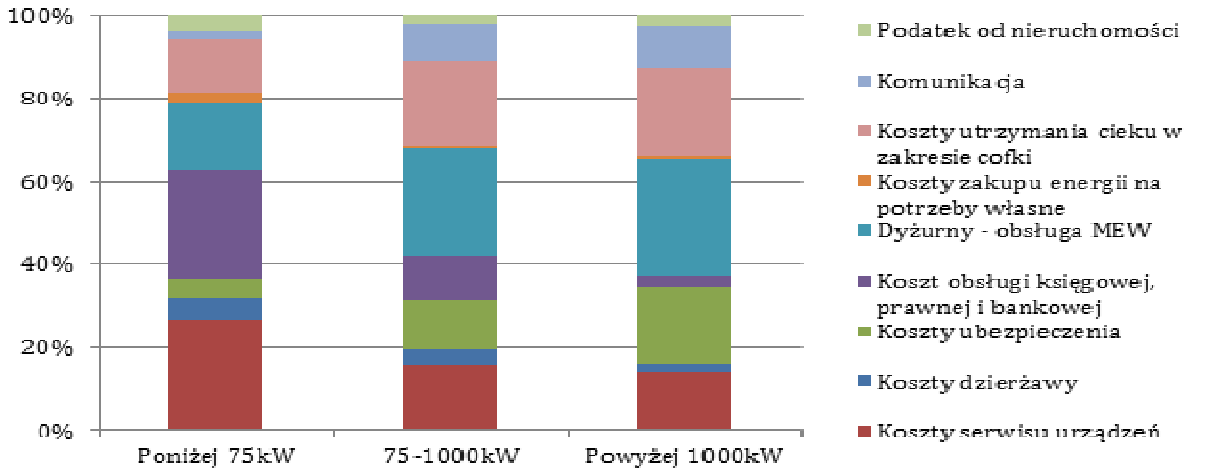
Dane dla elektrowni 70 kW, przyjęto w całości z ankiety. Natomiast z uwagi na niereprezentatywność ankiet w kategoriach wyższych mocy dokonano ekstrapolacji nakładów inwestycyjnych w pierwszym przypadku oraz kosztów eksploatacyjnych w przypadku drugim do poziomów odpowiadających wartościom literaturowym.

Szczegółowa struktura nakładów inwestycyjnych przedstawiona została na poniższym rysunku.



Rysunek 20 Założona struktura kosztów inwestycyjnych CAPEX w przypadku energetyki wodnej

Na kolejnym rysunku przedstawiono natomiast koszty związane z eksploatacją elektrowni wodnych.



Rysunek 21 Założona struktura kosztów OPEX w przypadku energetyki wodnej

Dominującym kosztem w każdym wariancie mocy jest koszt związany z obsługą obiektu, serwisem urządzeń. Przy dużych projektach niezbędna jest stała obsługa elektrowni przez wykwalifikowany personel, który zachowuje ciągłość produkcji energii poprzez monitoring turbozespołu oraz urządzeń hydrotechnicznych elektrowni.

Założona degresja kosztów CAPEX i OPEX

Dla technologii małej energetyki wodnej założono, że degresja spadku kosztów nie będzie miała miejsca, ze względu na fakt, że jest to dojrzała technologia. Natomiast z uwagi na ograniczony potencjał rozwoju małych elektrowni wodnych w Polsce (1-3 nowe obiekty na rok), założono dodatni współczynnik indeksacji kosztów dla kolejnych lat.

Tabela 38.Założony współczynnik degresji kosztów dla technologii energetyki wodnej

	Wartość współczynnika degresji
Średni współczynnik indeksacji dla nakładów inwestycyjnych – CAPEX	poniżej 75 kW 0% 75 – 1000 kW (+)1%[39] 1000 – 5000 kW (+)1%
Średni współczynnik indeksacji dla kosztów eksploatacyjnych - OPEX	0%

Źródło: Analiza Instytutu Energetyki Odnawialnej pn. „Analiza dotycząca określenia niezbędnej wysokości wsparcia dla poszczególnych technologii OZE w kontekście realizacji Krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych.”

Porównanie danych wejściowych do modelu z danymi referencyjnymi

Dokonano porównania i zestawienia danych wejściowych, użytych do modelu, z danymi referencyjnymi pochodzącymi z następujących źródeł:

- Opracowanie IRENA,
- Opracowanie IEA,
- Opracowanie DECC - Departamentu Energii i Klimatu Wielkiej Brytanii.

[39] Wartość dodatnia oznacza wzrost danej kategorii kosztów w czasie.

Tabela 39. Dane referencyjne dla małych elektrowni wodnych o mocy do 75 kW

	IRENA [40]	Dane wejściowe do modelu
CAPEX [tys. zł/MW]	14 900–18 200	17 164
OPEX [tys. zł/MW]	650-910	652
Współczynnik wykorzystania mocy [h/rok]	-	3 900

Źródło: Analiza Instytutu Energetyki Odnawialnej pn. „Analiza dotycząca określenia niezbędnej wysokości wsparcia dla poszczególnych technologii OZE w kontekście realizacji Krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych."

Tabela 40. Dane referencyjne dla małych elektrowni wodnych o mocy 75 – 1 000 kW

	IRENA	IEA[41]	Dane wejściowe do modelu
CAPEX [tys. zł/MW]	14900-18200	8300-33000	14 965
OPEX [tys. zł/MW]	250-480	170-300	232
Współczynnik wykorzystania mocy h/rok]	-	3500-5300	3 900

Źródło: Analiza Instytutu Energetyki Odnawialnej pn. „Analiza dotycząca określenia niezbędnej wysokości wsparcia dla poszczególnych technologii OZE w kontekście realizacji Krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych."

Tabela 41. Dane referencyjne dla małych elektrowni wodnych o mocy 1 000 – 5 000 kW

	IRENA	IEA	DECC[42]	Dane wejściowe do modelu
CAPEX [tys. zł/MW]	10500-13240	6600-24800	13800	15 918
OPEX [tys. zł/MW]	116-132	150-280	68-343	145
Współczynnik wykorzystania mocy [h/rok]	-	3000-4900	-	3 900

Źródło: Analiza Instytutu Energetyki Odnawialnej pn. „Analiza dotycząca określenia niezbędnej wysokości wsparcia dla poszczególnych technologii OZE w kontekście realizacji Krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych."

2.2.6 Geotermia

Założenia odnośnie projektu referencyjnego

Jako projekt referencyjny wybrano instalację pracującą w systemie binarnym ORC z koniecznością wykonania nowego odwiertu do wody o temperaturze 90-95 ^{0}C.

Założenia odnośnie kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych

[40] http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Renewable_Power_Generation_Costs.pdf
[41] http://www.iea-etsap.org/web/e-techds/pdf/e07-hydropower-gs-gct.pdf
[42] https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/42843/3237-cons-ro-banding-arup-report.pdf

W strukturze kosztów inwestycyjnych (CAPEX), dla geotermalnej siłowni binarnej znaczny udział mają koszty odwiertów. Przyjęto dolną granicę kosztów wykonania odwiertów w warunkach polskich (12 mln zł), zakładając, że w pierwszej kolejności będą realizowane najbardziej ekonomiczne instalacje. Ze względu na znacznie niższą temperaturę wód geotermalnych w Polsce niż w przypadku instalacji referencyjnych (dane zagraniczne) nie analizowano możliwości instalowania układów niskotemperaturowych na istniejących otworach geotermalnych wykorzystywanych dotychczas do produkcji ciepła. Całkowita wysokość nakładów inwestycyjnych wynosi dla geotermalnej siłowni binarnej o mocy 1 MW 17,95 mln zł.

W strukturze kosztów eksploatacyjnych, znaczenie mają nie tylko koszty konserwacji i obsługi urządzeń (m.in. pompowanie, zatłaczanie, filtrowanie), w wysokości 30 cEUR/kWh, ale również koszty opłat koncesyjnych za wydobywanie wód geotermalnych. Przyjęto jednak, że zostanie utrzymana zerowa stawka opłaty eksploatacyjnej. Całkowita wysokość kosztów eksploatacyjnych wynosi dla geotermalnej siłowni binarnej o mocy 1 MW 9,45 mln zł/rok.

Dane przyjęte do modelu

Tabela 42. Dane przyjęte do modelu dla siłowni geotermalnej

OPIS rozważanego projektu referencyjnego		**geotermalna siłownia binarna o mocy 1 MW**
Moc elektryczna instalacji referencyjnej	MW	1 MW
Jednostkowe nakłady inwestycyjne CAPEX	tys. zł/MW	17 950
Jednostkowe nakłady eksploatacyjne OPEX	tys. zł/MW/rok	9 450
Współczynnik wykorzystania mocy	h/rok	7500

Źródło: Analiza Instytutu Energetyki Odnawialnej pn. „Analiza dotycząca określenia niezbędnej wysokości wsparcia dla poszczególnych technologii OZE w kontekście realizacji Krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych."

Założona degresja kosztów CAPEX i OPEX

W przypadku przedmiotowej technologii, należy oczekiwać głównie spadku kosztów odwiertów wraz z rozwojem rynku, jednak ponieważ do analizy przyjęto dolny pułap kosztów odwiertu, spadku tego nie uwzględniono w postaci współczynników degresji.

Porównanie z danymi referencyjnymi

Wg. uzyskanych informacji nt. instalacji funkcjonujących za granicą, CAPEX dla systemów binarnych wynosi od 1,2 do 2,4 tys. USD/kW mocy zainstalowanej (bez wliczania nakładów niezbędnych na wykonanie nowej infrastruktury geotermalnej - otwory, pompy eksploatacyjne, otwory chłonne, stacje filtrów, wymienniki). Z kolei koszt wiercenia do głębokości 2-3 km wynosi w Polsce od kilkunastu do nawet 30 mln zł, w zależności m.in. od układu geologicznego. Koszty zależne są nie tylko od głębokości, ale również od warunków geologicznych. Ostatnio wykonane odwierty w Toruniu (3 km, 28 mln zł)[43], jak i nowy odwiert w Bańskiej Niżnej mieszczą się w tym zakresie (koszt trzeciego odwiertu geotermalnego w Bańskiej Niżnej o głębokości 3,4 km, z temperaturą wody 95 °C to 20 mln zł).

Natomiast OPEX dla systemów binarnych podawany jest wg źródeł referencyjnych na poziomie 30 cEUR/kWh/rok.

[43] http://www.mg.gov.pl/files/upload/16817/2.Ministerstwo%20Srodowiska_promowanie%20geotermii.pdf

2.2.7 Fotowoltaika

Założenia odnośnie projektu referencyjnego

Z przeprowadzonych przez IEO ankiet, wybrano, przedstawione w poniższej tabeli, projekty referencyjne:

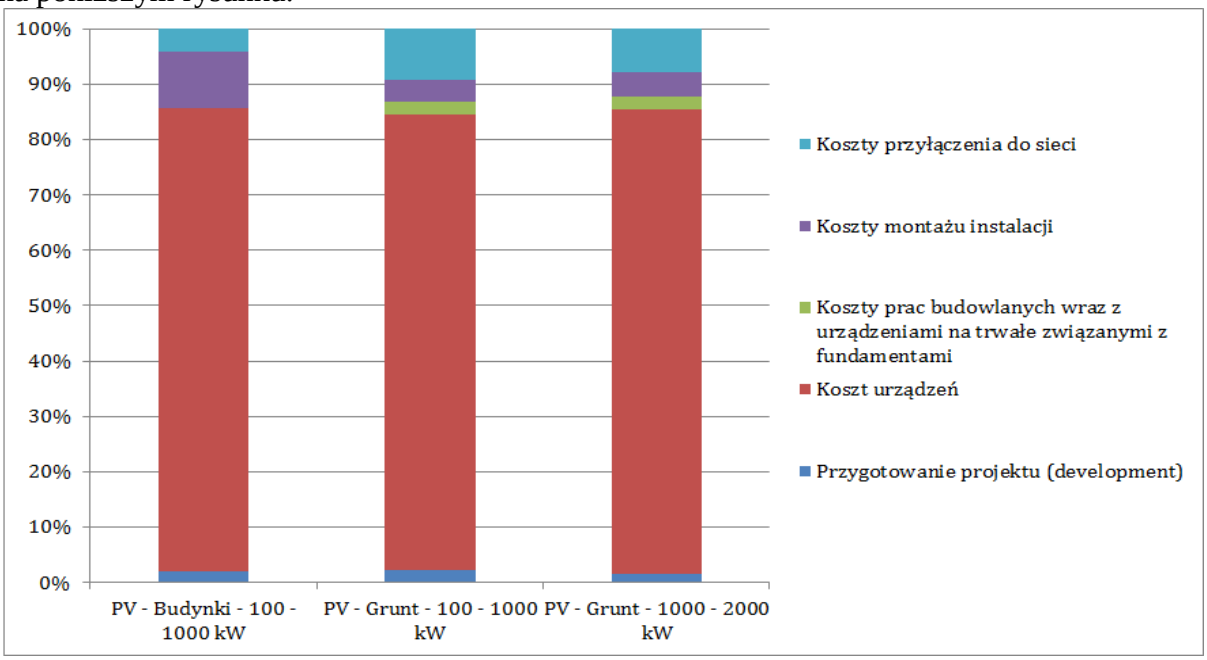
Tabela 43. Wybrane referencyjne projekty fotowoltaiczne

Opis	Wybrane dane
Elektrownie fotowoltaiczne o mocy 100 – 1000 kWp instalowane na budynkach	Wybrano projektowaną elektrownię fotowoltaiczną o mocy 630 kWp
Elektrownie fotowoltaiczne o mocy 100 – 1000 kWp instalowane na gruncie	Wybrano projektowaną elektrownię fotowoltaiczną o mocy 990 kWp
Elektrownie fotowoltaiczne o mocy 1000 – 2000 kWp instalowane na gruncie	Wybrano projektowaną elektrownię fotowoltaiczną o mocy 1710 kWp

Źródło: Analiza Instytutu Energetyki Odnawialnej pn. „Analiza dotycząca określenia niezbędnej wysokości wsparcia dla poszczególnych technologii OZE w kontekście realizacji Krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych."

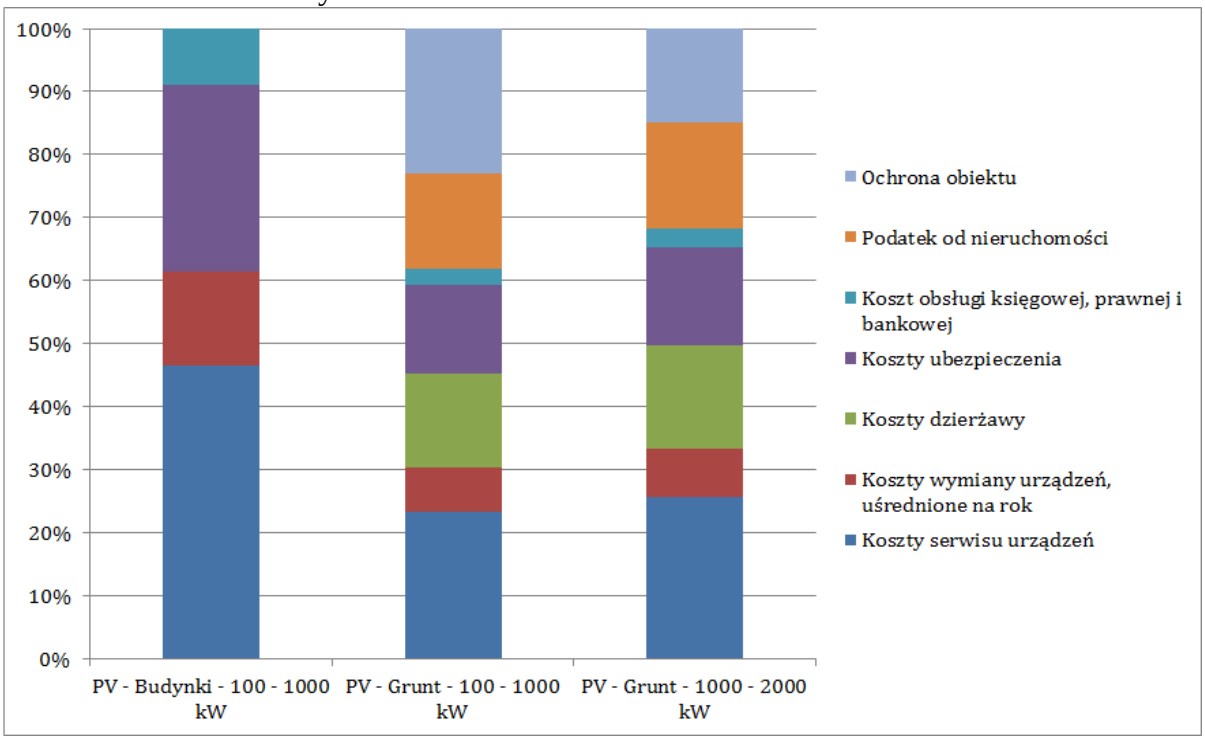
Założenia odnośnie kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych

Wśród nakładów inwestycyjnych projektu elektrowni fotowoltaicznej, znaczną część stanowią koszty związane z zakupem urządzeń, to jest paneli fotowoltaicznych, inwertera, akcesoriów montażowych oraz całego osprzętu elektrycznego. Stanowią one zazwyczaj ponad 80% nakładów inwestycyjnych. W przypadków projektów elektrowni fotowoltaicznych montowanych na gruncie, dodatkowy koszt związany jest z trwałym przytwierdzeniem instalacji do podłoża. Koszty przyłączenia do sieci elektroenergetycznej stanowią około 9% całkowitych nakładów inwestycyjnych i zależą od tego, do jakiego napięcia sieci elektrownia PV będzie przyłączana. Proces związany z przygotowaniem inwestycji to około 3% całkowitych nakładów inwestycyjnych. Etap ten związany jest z przygotowaniem dokumentacji technicznej elektrowni, jak również z uzyskaniem niezbędnych pozwoleń. Koszt pracy instalatorów pracujących przy montażu elektrowni PV szacuje się na około 5 – 10% całkowitych nakładów inwestycyjnych. Rozbieżność ta wynika niejednokrotnie z konieczności dostosowania połaci dachowej do dużej instalacji PV (wzmocnienie konstrukcji dachu). Szczegółowa struktura nakładów inwestycyjnych przedstawiona została na poniższym rysunku.



Rysunek 22 Struktura nakładów inwestycyjnych CAPEX dla elektrowni fotowoltaicznych

Na kolejnym rysunku przedstawiono natomiast koszty związane z eksploatacją elektrowni fotowoltaicznych.



Rysunek 23 Struktura kosztów eksploatacyjnych OPEX dla elektrowni fotowoltaicznych

Dominującym kosztem w każdym wariancie mocy jak i metody usytuowania (dach, grunt) jest koszt związany z serwisem urządzeń elektrowni fotowoltaicznej. Szczególnie przy dużych projektach niezbędna jest obsługa wykwalifikowanego serwisu, gdyż gwarantuje ona sprawne działanie instalacji i trwałość połączeń elektrycznych. W skład kosztów serwisu wchodzą przeglądy okresowe, drobne wymiany materiałów eksploatacyjnych oraz dbanie o czystość elementów czynnych (paneli PV). W strukturze kosztów operacyjnych dla dużych gruntowych projektów fotowoltaicznych zauważyć ponadto można koszt związany z ochroną obiektu, jak również niezbędny do opłacania podatek od nieruchomości i koszty dzierżawy gruntu, na którym zainstalowana jest elektrownia.

Dane przyjęte do modelu

W poniższej tabeli zaprezentowano wyselekcjonowany zbiór danych wejściowych do modelu obliczeniowego.

Tabela 44. Dane wejściowe do modelu dla instalacji fotowoltaicznych

	Elektrownie fotowoltaiczne o mocy 100 – 1000 kWp instalowane na budynkach	**Elektrownie fotowoltaiczne o mocy 100 – 1000 kWp instalowane na gruncie**	**Elektrownie fotowoltaiczne o mocy 1000 – 2000 kWp instalowane na gruncie**
Opis projektu referencyjnego	Projektowana elektrownia PV instalowana na dachu o mocy 690 kWp	Projektowana elektrownia PV instalowana na gruncie o mocy 990 kWp	Projektowana elektrownia PV instalowana na gruncie o mocy 1710 kWp
Moc instalacji referencyjnej [MW]	0,69	0,99	1,71
Jednostkowe nakłady inwestycyjne – CAPEX	6 114	5 358	5 238

[tys. zł / MW]			
Jednostkowe koszty eksploatacyjne– OPEX [tys. zł / MW]	49	114	102
Współczynnik wykorzystania mocy [h/rok]	1 100	1 296	1 296

Źródło: Analiza Instytutu Energetyki Odnawialnej pn. „Analiza dotycząca określenia niezbędnej wysokości wsparcia dla poszczególnych technologii OZE w kontekście realizacji Krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych."

Wszystkie wyżej zaprezentowane dane pochodzą od firm zajmujących się instalowaniem elektrowni fotowoltaicznych i dotyczą projektów, które będą w najbliższej przyszłości realizowane. Otrzymano ponadto dane dotyczące instalacji już działających (uruchomienie nastąpiło około 1 – 1,5 roku), jednak sytuacja rynkowa oraz związany z tym szybki spadek cen paneli PV i inwerterów w minionym czasie sprawił, że uwzględniono tylko najbardziej aktualne kosztorysy instalacji fotowoltaicznych.

Założona degresja kosztów CAPEX i OPEX

W poniższej tabeli przedstawiono dla wszystkich technologii i przedziałów mocy założone współczynniki degresji kosztów.

Tabela 45. Współczynniki degresji kosztów CAPEX i OPEX dla projektów fotowoltaicznych

	Wartość współczynnika degresji
Średni współczynnik degresji dla nakładów inwestycyjnych – CAPEX	8%
Średni współczynnik degresji dla kosztów eksploatacyjnych - OPEX	4%

Źródło: Analiza Instytutu Energetyki Odnawialnej pn. „Analiza dotycząca określenia niezbędnej wysokości wsparcia dla poszczególnych technologii OZE w kontekście realizacji Krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych."

Oczekuje się, że będą spadać ceny urządzeń elektrowni fotowoltaicznych, szczególnie paneli, które są ich głównym elementem. Mimo, iż tempo spadku cen zostało nieco zahamowane (wynika to z obecnie nałożonych ceł na panele PV), to jednak w dalszym ciągu spodziewany jest spadek kosztów zakupu urządzeń, chociaż już nie tak istotny jak w roku ubiegłym. Także koszty związane z przygotowaniem inwestycji mogą zostać obniżone. Wraz ze wzrostem ilości zrealizowanych i oddanych do użytku projektów, rosną doświadczenia w tej dziedzinie, a znajomość ścieżki inwestycyjnej spowodować może oszczędności w czasie i kosztach. Doświadczenie w zrealizowanych projektach pozwoli ponadto na wypracowanie pewnych typoszeregów instalacji fotowoltaicznych, w przypadku których projekt będzie dostosowywany do bieżących warunków pracy, nie zaś tworzony od podstaw.

Wraz z rozwojem branży fotowoltaicznej w Polsce spodziewany jest też stopniowy spadek kosztów operacyjnych (OPEX). Obniżeniu ulegną niewątpliwie koszty związane z wymianą urządzeń, gdyż ich cena rynkowa również będzie sukcesywnie spadać. Oczekuje się też obniżenia kosztów serwisu instalacji fotowoltaicznych. Rozwój rynku powoduje bowiem powstanie nowych firm, zaś utrzymanie pozycji rynkowej wymagało będzie większej konkurencyjności, zarówno pod kątem jakości usług, jak i cen, w stosunku do innych graczy na rynku. Spodziewany jest też spadek kosztów ubezpieczenia instalacji. Obecnie ceny te są dość znaczące, ze względu na jeszcze słabo rozwiniętą ofertę firm ubezpieczeniowych w tym zakresie oraz niewielką ilość instalacji ubezpieczonych. Wzrost mocy zainstalowanej oraz ilości ubezpieczycieli na rynku pozwoli niewątpliwie wypracowywać coraz korzystniejsze oferty cenowe.

Porównanie danych wejściowych do modelu z danymi referencyjnymi

Dokonano porównania i zestawienia danych wejściowych, użytych do modelu, z danymi referencyjnymi pochodzącymi z następujących źródeł:

- Opracowanie IRENA,
- Opracowanie NREL,
- Opracowanie DECC Departamentu Energii i Klimatu Wielkiej Brytanii.

Tabela 46. Porównanie z danymi referencyjnymi dla elektrowni fotowoltaicznych instalowanych na dachach o mocy 100 – 1000 kWp

	IRENA [44]	**NREL** [45]	**DECC**[46]	**Dane wejściowe do modelu**
CAPEX [tys. zł/MW]	7 304	11 820	15 593	6 114[47]
OPEX [tys. zł/MW]	87	77	116	49
Współczynnik wykorzystania mocy [h/rok]	1 226	1 226	950	1 100

Źródło: Analiza Instytutu Energetyki Odnawialnej pn. „Analiza dotycząca określenia niezbędnej wysokości wsparcia dla poszczególnych technologii OZE w kontekście realizacji Krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych."

Tabela 47. Porównanie z danymi referencyjnymi dla elektrowni fotowoltaicznych instalowanych na gruncie o mocy 100 – 1000 kWp

	IRENA	**NREL**	**DECC**	**Dane wejściowe do modelu**
CAPEX [tys. zł/MW]	7 304	11 820	15 593	5 358
OPEX [tys. zł/MW]	87	77	116	114
Współczynnik wykorzystania mocy [h/rok]	1 226	1 226	950	1 296

Źródło: Analiza Instytutu Energetyki Odnawialnej pn. „Analiza dotycząca określenia niezbędnej wysokości wsparcia dla poszczególnych technologii OZE w kontekście realizacji Krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych."

Tabela 48. Porównanie z danymi referencyjnymi dla elektrowni fotowoltaicznych instalowanych na gruncie o mocy 1000 – 2000 kWp

	IRENA	**NREL**	**DECC**	**Dane wejściowe do modelu**
CAPEX [tys. zł/MW]	7 304	10 893	12 655	5 238
OPEX [tys. zł/MW]	87	77	98	102
Współczynnik wykorzystania mocy [h/rok]	1 226	1 226	950	1 296

[44] http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Renewable_Power_Generation_Costs.pdf
[45] http://www.nrel.gov/docs/fy09osti/44853.pdf oraz http://www.nrel.gov/analysis/pdfs/2012_dg_icoe_data.pdf
[46] https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/42843/3237-cons-ro-banding-arup-report.pdf
[47] W jednej z ankiet został podany dodatkowy koszt, charakterystyczny jedynie dla specyficznej inwestycji. Do modelu użyty został koszt jednostkowy pomniejszony o wspomniany składnik.

Źródło: Analiza Instytutu Energetyki Odnawialnej pn. „Analiza dotycząca określenia niezbędnej wysokości wsparcia dla poszczególnych technologii OZE w kontekście realizacji Krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych."

Analizując powyższe tabele zauważyć można pewne rozbieżności cenowe między danymi użytymi w modelu, a danymi referencyjnymi, w szczególności jeśli chodzi o źródła: NREL i DECC. Rozbieżności wynikają z daty ukazania się niniejszych raportów (2011), kiedy ceny systemów fotowoltaicznych były jeszcze znacznie wyższe niż ma to miejsce obecnie. Stąd też w modelu obliczeniowym użyto aktualnych cen rynkowych systemów fotowoltaicznych.

3. Analiza i ocena średnich kosztów produkcji energii z wybranych instalacji OZE

W tabeli 49 zestawiono przyjęte kluczowe dane wejściowe do modelu ekonomicznego.

Tabela 49.Syntetyczne zestawienie podstawowych danych wejściowych do modelu

Nazwa technologii	Cf	CAPEX	OPEX stały	Koszty paliw[48]	OPEX całkowity
	h/rok	tys. zł/MW	tys. zł/MW	zł/MWh	tys. zł/MW
biogaz - rolniczy 200-500 kW	7 000	13 765	693	393 (363)	3441
biogaz rolniczy 500-1000 kW	7 600	12 829	880	336 (319)	3435
biogaz – rolniczy > 1000 kW	7 800	12 138	871	301 (292)	3219
biogaz - ze składowisk >200 kW	8 050	6 768	742	25 (0)	946
biogaz - z oczyszczalni >200 kW	5 900	18 481	530	23(0)	663
biomasa <10 MW	7 200	14 000	200	250	2000
biomasa - kogeneracja <10 MW	7 200	15 000	250	360	2842
biomasa 10-50 MW	7 500	5 000	100	260	2050
biomasa - kogeneracja 10-50 MW	7 000	6 000	150	374	2771
biomasa >50 MW	7 500	6 500	100	277	2180
biomasa - kogeneracja >50 MW	7 500	8 500	130	410	3208
biomasa – współspalanie (spalanie wielopaliwowe)	7 000	200	100	229	1703
biopłyny	8 000	6 505	217	685	5696
wiatr 100-500 kW	2 000	7 055	156	0	156
wiatr >500 kW	2 400	6 390	194	0	194
woda <75 kW	3 900	17 164	652	0	652
woda 75-1000 kW	3 900	14 965	232	0	232
woda 1000-5000 kW	3 900	15 918	145	0	145
geotermalna	7 500	17 950	9450	0	9450
fotowoltaika- na budynku 100-1000 kW	1 100	6 114	54	0	54
fotowoltaika- na gruncie 100-1000 kW	1 296	5 358	115	0	115
fotowoltaika -na gruncie 1000-2000 kW	1 296	5 238	102	0	102

Źródło: Analiza Instytutu Energetyki Odnawialnej pn. „Analiza dotycząca określenia niezbędnej wysokości wsparcia dla poszczególnych technologii OZE w kontekście realizacji Krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych."

W tabeli 50 zestawiono także dodatkowe parametry, w tym obliczone i przyjęte do obliczeń współczynniki degresji. Podano, ich wzajemne relacje oraz typowe wskaźniki umożliwiające analizy porównawcze. Pokazują one specyfikę technologiczną i znaczące

[48] W przypadku wykorzystania biogazu pochodzenia rolniczego, pochodzącego ze składowisk oraz z oczyszczalni podane wartości dotyczą kosztów eksploatacyjnych zmiennych. W nawiasie podano jednostkowy koszt paliwa.

zróżnicowanie parametrów charakteryzujących różne instalacje OZE. Zróżnicowanie parametrów wskazuje, że niezasadne jest porównywanie OZE z uwagi na wybrany jeden z nich i wnioskowanie na tej podstawie co do atrakcyjności ekonomicznej/technicznej danej technologii. Miarodajnym wskaźnikiem porównawczej oceny ekonomicznej OZE jest tylko koszt produkowanej w nich energii - LCOE.

Tabela 50. Zestawienie parametrów do obliczeń LCOE*

Nazwa technologii	Cf	CAPEX	Wsp. degresji CAPEX	OPEX stały	Udział OPEX st.	Koszty paliw[49]	Udział kosztów paliw	OPEX całkowity	Udział OPEX całk.	Wsp. degresji OPEX
	h/rok	tys. zł/MW	%	tys. zł/MW	% CAPEX	zł/MWh	% CAPEX	tys. zł/MW	% CAPEX	%
biogaz - rolniczy 200-500 kW	7 000	13 765	2,5%	693	5,0%	393	20,0%	3 441	25,0%	1,0%
biogaz - rolniczy 500-1000 kW	7 600	12 829	2,0%	880	6,9%	336	19,9%	3 435	26,8%	1,0%
biogaz – rolniczy > 1000 kW	7 800	12 138	2,0%	871	7,2%	301	19,3%	3 219	26,5%	1,0%
biogaz - ze składowisk >200 kW	8 050	6 768	1,0%	742	11,0%	25	3,0%	946	14,0%	0,5%
biogaz - z oczyszczalni >200 kW	5 900	18 481	1,0%	530	2,9%	23	0,7%	663	3,6%	1,0%
biomasa <10 MW	7 200	14 000	1,0%	200	1,4%	250	12,9%	2 000	14,3%	(+)0,5%
biomasa - kogeneracja <10 MW	7 200	15 000	1,0%	250	1,7%	360	17,3%	2 842	18,9%	(+)0,5%
biomasa 10-50 MW	7 500	5 000	1,0%	100	2,0%	260	39,0%	2 050	41,0%	(+)0,5%
biomasa - kogeneracja 10-50 MW	7 000	6 000	1,0%	150	2,5%	374	43,7%	2 771	46,2%	(+)0,5%
biomasa >50 MW	7 500	6 500	1,0%	100	1,5%	277	32,0%	2 180	33,5%	(+)0,5%
biomasa - kogeneracja >50 MW	7 500	8 500	1,0%	130	1,5%	410	36,2%	3 208	37,7%	(+)0,5%
biomasa – współspalanie (spalanie wielopaliwowe)	7 000	200	1,0%	100	5,0%	285 56[50]	80,2%	1 703	85,2%	(+)0,5%
biopłyny	8 000	6 505	1,5%	217	3,3%	685	84,2%	5 696	87,6%	(+)1,0%
wiatr 100-500 kW	2 000	7 055	2,0%	156	2,2%	0	0,0%	156	2,2%	1,5%
wiatr >500 kW	2 400	6 390	1,0%	194	3,0%	0	0,0%	194	3,0%	0,5%
woda <75 kW	3 900	17 164	(+)0,0%	652	3,8%	0	0,0%	652	3,8%	(+)0,0%
woda 75-1000 kW	3 900	14 965	(+)1,0%	232	1,6%	0	0,0%	232	1,6%	(+)0,0%
woda 1000-5000 kW	3 900	15 918	(+)1,0%	145	0,9%	0	0,0%	145	0,9%	(+)0,0%
geotermalna	7 500	17 950	3,0%	9 450	52,6%	0	0,0%	9 450	52,6%	1,0%
fotowoltaika- na budynku 100-1000 kW	1 100	6 114	8,0%	54	0,9%	0	0,0%	54	0,9%	4,0%
fotowoltaika- na gruncie 100-1000 kW	1 296	5 358	8,0%	115	2,1%	0	0,0%	115	2,1%	4,0%
fotowoltaika -na gruncie 1000-2000 kW	1 296	5 238	8,0%	102	2,0%	0	0,0%	102	2,0%	4,0%

Źródło: Analiza Instytutu Energetyki Odnawialnej pn. „Analiza dotycząca określenia niezbędnej wysokości wsparcia dla poszczególnych technologii OZE w kontekście realizacji Krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych.”

[49] W przypadku wykorzystania biogazu pochodzenia rolniczego, pochodzącego ze składowisk oraz z oczyszczalni podane wartości dotyczą kosztów eksploatacyjnych zmiennych.
[50] Dla współspalania podano koszt zużytej biomasy oraz węgla brunatnego (paliwo podstawowe) przy wyprodukowaniu 1 MWh energii elektrycznej.

W tabeli 51 przedstawiono wyniki obliczeń kosztu energii LCOE*, wyrażone w cenach bieżących.

Tabela 51. Wyniki obliczeń kosztu produkcji energii LCOE* dla instalacji oddawanych do użytku w kolejnych latach (ceny bieżące)

Nazwa technologii	**Symbol**	**LCOE*** zł/kWh	**LCOE*** zł/kWh	**LCOE*** zł/kWh	**LCOE*** zł/kWh	**LCOE*** zł/kWh	**LCOE*** zł/kWh	**Zmiana %**
		2013	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2013-2018**
biogaz - rolniczy 200-500 kW	T1	0,68	0,69	0,70	0,71	0,72	0,73	25%
biogaz - rolniczy 500-1000 kW	T2	0,62	0,63	0,63	0,64	0,65	0,66	28%
biogaz – rolniczy > 1000 kW	T3	0,57	0,58	0,58	0,59	0,60	0,61	27%
biogaz - ze składowisk >200 kW	T4	0,20	0,20	0,20	0,21	0,21	0,21	24%
biogaz - z oczyszczalni >200 kW	T5	0,42	0,42	0,42	0,42	0,43	0,43	11%
biomasa <10 MW	T6	0,49	0,49	0,50	0,51	0,52	0,53	31%
biomasa - kogeneracja <10 MW	T7	0,51	0,51	0,52	0,53	0,54	0,55	31%
biomasa 10-50 MW	T8	0,33	0,34	0,34	0,35	0,35	0,35	19%
biomasa - kogeneracja 10-50 MW	T9	0,37	0,38	0,38	0,39	0,39	0,39	20%
biomasa >50 MW	T10	0,37	0,38	0,38	0,38	0,39	0,39	20%
biomasa - kogeneracja >50 MW	T11	0,43	0,43	0,44	0,44	0,45	0,45	21%
biopłyny	T13	0,75	0,77	0,78	0,80	0,81	0,82	35%
wiatr 100-500 kW	T14	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,41	-8%
wiatr >500 kW	T15	0,35	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	11%
woda <75 kW	T16	0,61	0,62	0,63	0,64	0,65	0,66	30%
woda 75-1000 kW	T17	0,45	0,46	0,47	0,49	0,50	0,51	45%
woda 1000-5000 kW	T18	0,47	0,48	0,49	0,50	0,51	0,52	44%
geotermalna	T19	1,53	1,54	1,56	1,57	1,59	1,60	17%
fotowoltaika- na budynku 100-1000 kW	T20	0,61	0,57	0,54	0,50	0,47	0,44	-67%
fotowoltaika- na gruncie 100-1000 kW	T21	0,51	0,48	0,45	0,42	0,40	0,38	-64%
fotowoltaika -na gruncie 1000-2000 kW	T22	0,49	0,46	0,43	0,41	0,38	0,36	-65%

Źródło: Analiza Instytutu Energetyki Odnawialnej pn. „Analiza dotycząca określenia niezbędnej wysokości wsparcia dla poszczególnych technologii OZE w kontekście realizacji Krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych."

W cenach bieżących na dany rok (z uwzględnieniem inflacji) tylko niektóre z technologii OZE wykazują tendencje spadkową w okresie 5 rozpatrywanych lat. Dotyczy to tylko systemów fotowoltaicznych i małych elektrowni wiatrowych. Inaczej sytuacja pod tym względem wygląda jeżeli koszty energii na kolejne lata zostaną przedstawione w cenach stałych z 2013 roku – tabela 52. W zasadzie wszystkie technologie OZE wykazują spadki kosztów wytwarzania energii, wynoszące w okresie 5 lat od 4% (elektrownie na biomasę o mocy do 10 MW), poprzez 10-16% (współspalanie i energetyka wiatrowa) do 35% (fotowoltaika).

Tabela 52. Wyniki obliczeń kosztu produkcji energii LCOE* dla instalacji oddawanych do użytku w kolejnych latach (ceny stałe dla roku bazowego zł' 2013)

Nazwa technologii	LCOE* zł/kWh	LCOE* zł/kWh	LCOE* zł/kWh	LCOE* zł/kWh	LCOE* zł/kWh	LCOE* zł/kWh	Zmiana %
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2013-2018
biogaz - rolniczy 200-500 kW	0,68	0,68	0,67	0,66	0,65	0,65	-6%
biogaz - rolniczy 500-1000 kW	0,62	0,61	0,60	0,60	0,59	0,59	-5%
biogaz – rolniczy > 1000 kW	0,57	0,56	0,56	0,55	0,54	0,54	-5%
biogaz - ze składowisk >200 kW	0,20	0,20	0,19	0,19	0,19	0,19	-6%
biogaz - z oczyszczalni >200 kW	0,42	0,41	0,40	0,39	0,39	0,38	-9%
biomasa <10 MW	0,49	0,48	0,48	0,47	0,47	0,47	-4%
biomasa - kogeneracja <10 MW	0,51	0,50	0,50	0,49	0,49	0,48	-4%
biomasa 10-50 MW	0,33	0,33	0,33	0,32	0,32	0,31	-7%
biomasa - kogeneracja 10-50 MW	0,37	0,37	0,36	0,36	0,35	0,35	-7%
biomasa >50 MW	0,37	0,37	0,36	0,36	0,35	0,35	-7%
biomasa - kogeneracja >50 MW	0,43	0,42	0,42	0,41	0,40	0,40	-7%
biomasa – współspalanie (spalanie wielopaliwowe)	0,26	0,26	0,26	0,25	0,25	0,24	-7%
biopłyny	0,75	0,75	0,74	0,74	0,73	0,73	-4%
wiatr 100-500 kW	0,42	0,41	0,40	0,39	0,38	0,37	-14%
wiatr >500 kW	0,35	0,35	0,34	0,33	0,33	0,32	-9%
woda <75 kW	0,61	0,60	0,60	0,59	0,59	0,58	-4%
woda 75-1000 kW	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	-1%
woda 1000-5000 kW	0,47	0,47	0,46	0,46	0,46	0,46	-2%
geotermalna	1,53	1,50	1,48	1,46	1,44	1,41	-7%
fotowoltaika- na budynku 100-1000 kW	0,61	0,56	0,51	0,47	0,43	0,39	-36%
fotowoltaika- na gruncie 100-1000 kW	0,51	0,47	0,43	0,39	0,36	0,33	-35%
fotowoltaika -na gruncie 1000-2000 kW	0,49	0,45	0,41	0,38	0,35	0,32	-35%

Źródło: Analiza Instytutu Energetyki Odnawialnej pn. „Analiza dotycząca określenia niezbędnej wysokości wsparcia dla poszczególnych technologii OZE w kontekście realizacji Krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych."

Średnioroczny spadek kosztów LCOE (w cenach stałych) w całej rozpatrywanej grupie technologii OZE wynosi ponad 2%/rok. Średni koszt energii z całej grupy technologii na 2013 rok wynosi 0,52 zł/kWh. Uzyskane wyniki poddano walidacji w oparciu o referencyjne wyniki badań LCOE prowadzone w sposób ciągły w latach 2011-2013 przez Bloomberg[51] (wyniki badań za poprzedni rok są publikowane w pierwszym kwartale roku następnego). Choć przenoszenie wyników badań LCOE z kraju do kraju jest obarczone dużym błędem (nawet jeżeli metoda LCOE abstrahuje od systemu wsparcia), to staje się on niższym w sytuacji gdy badania dotyczą dużej próby projektów z różnych krajów (sytuacja ta odpowiada metodyce Bloomberg). Uzyskano wysoką zgodność wyników. Średni koszt LCOE z podobnej grupy 17 technologii OZE wyniósł 0,53 zł/kWh a średnioroczny spadek kosztów

[51] Bloomberg New Energy Finance: Levelised cost of electricity update Q2 '2013. Clean Energy Research Note, May, '2013.

w całej grupie w okresie 2011-2013 wyniósł 2,4% W tabeli 53 porównano LCOE i dynamikę ich spadku wg Bloomberg (dane historyczne międzynarodowe) i wg IEO (dane prognostyczne dla Polski) dla roku bazowego 2013.

Tabela 53.Porównanie LCOE dla reprezentatywnych rodzajów OZE z Bloomberg dla roku 2013

	LCOE, [zł '2013/kWh]			Średnioroczny spadek kosztów [%]		
	OSR	Bloomberg	różnica względna	OSR (2013-2018)	Bloomberg (2011-2013)	różnica
biogaz rolniczy > 1000 kW	0,57	0,47	-20%	-1,0%	-1,3%	-0,2%
biogaz ze składowisk > 200 kW	0,20	0,19	-3%	-1,1%	-0,6%	0,6%
biomasa 10- 50 MW	0,33	0,38	13%	-1,4%	-0,2%	1,2%
wiatr >500 kW	0,35	0,26	-35%	-1,8%	-0,3%	1,5%
woda 1000-5000 kW	0,47	0,21	-119%	-0,3%	-0,6%	-0,3%
PV grunt 1000-2000 kW	0,49	0,44	-12%	-7,0%	-17,9%	-10,9%

Źródło: Analiza Instytutu Energetyki Odnawialnej pn. „Analiza dotycząca określenia niezbędnej wysokości wsparcia dla poszczególnych technologii OZE w kontekście realizacji Krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych."

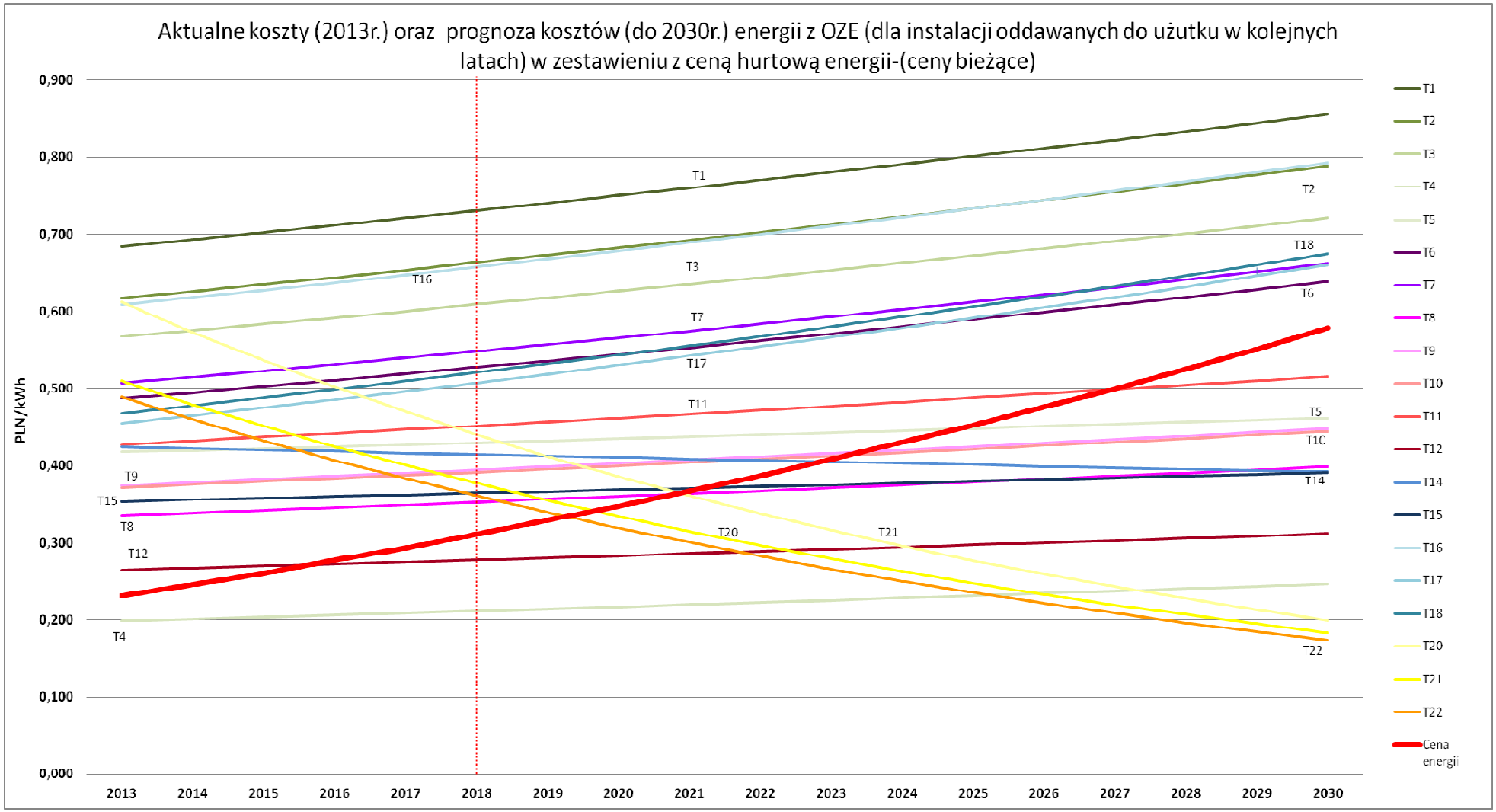
Porównanie świadczy o dość dużej korelacji wyników badań (za wyjątkiem energetyki wodnej) oraz pewne podobieństwo rynku polskiego na tle rynku światowego.

Na rysunku 24 przedstawiono (tu w cenach bieżących, dane z tab. 51) przebieg obliczonych krzywych kosztów LCOE energii z instalacji OZE budowanych w kolejnych latach 2013-2018 (dodatkowo dokonano aproksymacji wykładniczej LCOE* do 2030 roku), w zestawieniu z przyjętą prognozą hurtowych cen energii do 2030 roku. Wykres obrazuje jednocześnie różnice w kosztach energii z różnych nowopowstających OZE, a aktualną ceną energii na rynku (luka finansowa).

W przypadku niektórych rodzajów OZE koszt energii już dla instalacji oddawanych do użytku po 2013 roku jest przez cały czas lub po zaledwie kilku latach niższy od prognozowanej ceny rynkowej energii. O ile system wsparcia spowoduje rozwój rynku (spadek CAPEX i OPEX, i wzrost produktywności), przed 2020 rokiem, dokładnie w latach 2019/2020 nastąpi przecięcie krzywych kosztów energii (ok. 350 zł/MWh) z nowobudowanych elektrowni fotowoltaicznych z ceną energii i wyeliminowana zostanie kolejna luka finansowa oraz potrzeba wsparcia. Można mówić o osiągnięciu przez te technologie OZE progu rentowności ze względu na cenę energii.

Około roku 2021 kolejne trzy technologie OZE oddawane wtedy do użytku staną się w pełni konkurencyjne (375-380 zł/MWh). Są to elektrownie na dedykowaną biomasę o mocach 10-50 MW, lądowe farmy wiatrowe oraz małe systemy fotowoltaiczne. Wyniki modelowania wskazują, że w latach 2022-2024 próg komercjalizacji (przy cenie 400-410 zł/MWh) przekroczą nowobudowane małe elektrownie wiatrowe oraz duże elektrownie na biomasę. Przed 2030 rokiem (2027), skomercjalizowane zostać mogą duże elektrociepłownie na biomasę.

Opisane zjawiska osiągania przez poszczególne technologie OZE progu rentowności i komercjalizacji na rynku energii elektrycznej można opisać teorią kosztów krańcowych (marginalnych), zarówno krotkookresowych (*Short-Run Marginal Costs - SRMC*), jak i długookresowych (*Long-Run Marginal Costs - LRMC*).



Rysunek 24. Prognoza kosztów energii z OZE (dla instalacji T1-T22 zbudowanych w kolejnych latach) w zestawieniu z hurtową ceną energii (ceny bieżące). Uwaga: wysokości kosztów przedstawione po 2018 roku mają jedynie charakter poglądowy (ekstrapolacja kosztów policzonych dla lat 2013-2018).

Koszty krańcowe krótkookresowe są określane jako koszt poniesiony dla zwiększenia podaży energii o relatywnie małą wielkość w sytuacji istniejących (ustalonych) zdolności wytwórczych. Koszty te równają się zatem kosztom zmiennym (koszty paliw, dodatkowych opłat, itp.) pokrycia niewielkiego zwiększenia zapotrzebowania (popytu) energii, gdy zapotrzebowanie to pozostaje w granicach istniejących zdolności produkcyjnych. Przykładem technologii OZE, która przekroczyła próg rentowności w sensie kosztów krańcowych krótkookresowych jest technologia współspalania. Działające na takiej zasadzie (i wspierane w ramach realizacji przez Polskę zobowiązań ilościowych) technologie, nie gwarantują stałych dostaw energii w dłuższym okresie (2020, 2030), zarówno z uwagi na ograniczoną trwałość techniczną, jak i specyfikę ekonomiczną modelu biznesowego opartego na elastyczności w przechodzeniu na rozwiązania alternatywne (powrót do spalania jedynie paliwa podstawowego) i doraźnej[52] (krótkoterminowej) maksymalizacji zysku.

Koszty krańcowe długookresowe są określane jako przyrost kosztów całkowitych ponoszony dla zwiększenia podaży energii w dłuższym okresie w wyniku znacznego wzrostu popytu, tj. w sytuacji gdy zdolności wytwórcze (też przesyłowe i rozdzielcze) systemu mogą być zmieniane. Zawierają one zatem oprócz kosztów zmiennych także przyrost kosztów stałych (koszty budowy nowych elektrowni). Sytuację przedstawioną na rysunku 15 dla fotowoltaiki, energetyki wiatrowej i tzw. „biomasy dedykowanej", w której dla danej technologii koszty LCOE zmieniające się w kolejnych latach bazowych czyli dla nowych jednostek wytwórczych wprowadzanych do systemu, a wprowadzanych dlatego, żeby zaspokoić zwiększające się zapotrzebowanie zarówno na energię z OZE jak i na energię elektryczną w systemie można nazwać długookresowym kosztem krańcowym. Technologie te szybko zmierzają do trwałej przewagi konkurencyjnej na rynku energii i szybko oraz w sposób trwały staną się źródłami najtańszej energii w systemie.

4. Koszt zoptymalizowanego systemu wsparcia dla OZE w Polsce - prognoza

Głównym celem wprowadzenia nowego systemu wsparcia jest optymalizacja kosztów wynikających ze wspierania wytwarzania energii z OZE. Poniżej zaprezentowano główne założenia przyjęte do obliczenia kosztów systemu oraz wyniki przeprowadzonej analizy.

Założenia przyjęte do wyliczeń zoptymalizowanego systemu wsparcia

Do wyliczenia kosztu zoptymalizowanego systemu wsparcia przyjęto że:

1) 1 stycznia 2015 r. nastąpi pełne wdrożenie nowego mechanizmu wsparcia, skutkujące:
   - natychmiastowym ogłoszeniem pierwszych aukcji na energię elektryczną wytwarzaną w instalacjach OZE,
   - całkowitym wyłączeniem ze wsparcia wszystkich elektrowni wodnych o mocy zainstalowanej > 1MW,
   - zredukowaniem poziomu wsparcia dla technologii spalania wielopaliwowego biomasy z paliwami konwencjonalnymi, do wartości 0,5 świadectwa pochodzenia za każdą wytworzoną 1 MWh.

[52] Instytucje międzynarodowe, w szczególności cytowana wcześniej Agencja IRENA, dopuszczając efektywne stosowanie spalania wielopaliwowego, przyjmują okres eksploatacji instalacji rzędu 30 lat (minimalny okres eksploatacji przyjmowany w literaturze światowej i studiach wykonalności dotyczących przejścia ze spalania węgla na mieszaninę węgla z biomasą). Dodatkowo zakładają sprawność przemiany na poziomie minimum 35% (zasada wsparcia efektywnych instalacji). W takich warunkach operatorzy instalacji spalania wielopaliwowego są konkurencyjni w dłuższym okresie i istnieje uzasadnienie także w przypadku współspalania do opierania na tej technologii realizacji zobowiązań międzynarodowych..

2) Rozwój małych i mikro instalacji OZE będzie następował samoczynnie w oparciu o wsparcie bezpośrednie kierowane ze środków krajowych i zewnętrznych.
3) Rozwój źródeł OZE będzie promowany poprzez 2 strumienie wsparcia systemowego, kierowane oddzielnie dla instalacji o mocy zainstalowanej elektrycznej do 1 MW oraz powyżej 1 MW.
4) Rozwój OZE będzie następował głównie w oparciu o technologie wykorzystujące paliwa biomasowe oraz energetykę wiatrową. Uzupełnieniem rozwoju OZE będzie energetyka rozproszona o mocy zainstalowanej do 1 MW, oparta przede wszystkim na biogazie rolniczym, energii elektrycznej z wiatru oraz w niewielkim stopniu na energii elektrycznej pozyskiwanej w małych elektrowniach wodnych i instalacjach PV.
5) Przyrost mocy zainstalowanej w poszczególnych źródłach OZE będzie następował zgodnie z projekcją zawartą w poniższej tabeli.

Tabela 54. Prognoza przyrostu mocy zainstalowanej OZE objętej wsparciem systemowym.

Technologia	**Ilość nowych mocy wprowadzonych do KSE w poszczególnych latach, które będą objęte wsparciem systemowym [MW]**					
	2015	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
wiatr	500,00	500,00	500,00	500,00	500,00	500,00
biomasa	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00
woda	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	80,00
do 1 MW	74,50	100,50	112,50	124,50	135,50	147,50
w tym el wiatrowe	50,00	70,00	75,00	80,00	85,00	90,00
w tym biogazownie	21,00	27,00	34,00	41,00	47,00	54,00
w tym MEW	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50
Razem	**644,50**	**670,50**	**682,50**	**694,50**	**705,50**	**797,50**

Źródło: Opracowanie Ministerstwa Gospodarki na podstawie założeń.

6) Dalszy rozwój wykorzystania OZE w systemie elektroenergetycznym powinien umożliwić stworzenie do roku 2020 zdolności wytwórczych na poziomie ok. 32,4 TWh, co oznacza wzrost produkcji w latach 2015 – 2020 na poziomie ok. 15,7 TWh. Poniższa tabela przedstawia zakładaną strukturę wytwarzania energii elektrycznej z OZE w latach 2015 – 2020.

Tabela 55. Prognoza łącznej ilości energii elektrycznej wytwarzanej z OZE [GWh].

Wyszczególnienie	Lata					
	2015	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Energia wodna:	**2423,3**	**2438,5**	**2453,7**	**2469,5**	**2485,2**	**2933,0**
<1 MW	429,3	444,5	459,7	475,5	491,2	507,0
1 MW – 10 MW	606,0	606,0	606,0	606,0	606,0	606,0
>10 MW	1388,0	1388,0	1388,0	1388,0	1388,0	1820,0
w tym elektrownie pompowe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energia geotermalna	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**
Energia słoneczna:	**46,9**	**77,1**	**107,3**	**137,5**	**171,5**	**205,5**
fotowoltaiczna	46,9	77,1	107,3	137,5	171,5	205,5
skoncentrowana energia słoneczna	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energia fal i pływów oceanicznych	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**

Energia wiatrowa:	**7857,6**	**9301,2**	**10754,8**	**12218,4**	**13692,0**	**15190,4**
lądowa	7580,0	8780,0	9980,0	11180,0	12380,0	13580,0
morska	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
małe EW	277,6	521,2	774,8	1038,4	1312,0	1610,4
Biomasa:	**9495,2**	**10284,4**	**11147,2**	**12076,8**	**13085,4**	**14160,8**
stała	8490,0	8980,0	9470,0	9960,0	10450,0	10940,0
spalanie wielopaliwowe	2000,0	2000,0	2000,0	2000,0	2000,0	2000,0
jednostki dedykowane	6490,0	6980,0	7470,0	7960,0	8450,0	8940,0
biogaz	1005,2	1304,4	1677,2	2116,8	2635,4	3220,8
RAZEM	**19823,0**	**22101,2**	**24463,0**	**26902,2**	**29434,1**	**32489,6**

Źródło: Opracowanie Ministerstwa Gospodarki na podstawie założeń.

7) Część energii elektrycznej będzie powstawała w ramach rozwoju energetyki prosumenckiej objętej wsparciem bezpośrednim lub rozwijającej się bez jakiegokolwiek wsparcia. Poniższa tabela obrazuje przyjęte założenia odnośnie rozwoju mikroinstalacji nieobjętej wsparciem systemowym.

Tabela 56. Prognoza ilości energii elektrycznej z OZE wytwarzanej w ramach energetyki rozproszonej – prosumenci [GWh].

Wyszczególnienie	Lata					
	2015	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Energia wodna:	**2,6**	**4,2**	**5,8**	**7,9**	**10,0**	**12,1**
<1 MW	2,6	4,2	5,8	7,9	10,0	12,1
1 MW – 10 MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
>10 MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
w tym elektrownie pompowe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energia geotermalna	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**
Energia słoneczna:	**44,9**	**75,1**	**105,3**	**135,5**	**169,5**	**203,5**
fotowoltaiczna	44,9	75,1	105,3	135,5	169,5	203,5
skoncentrowana energia słoneczna	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energia fal i pływów oceanicznych	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**
Energia wiatrowa:	**177,6**	**281,2**	**384,8**	**488,4**	**592,0**	**710,4**
lądowa	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
morska	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
małe EW	177,6	281,2	384,8	488,4	592,0	710,4
Biomasa:	**107,6**	**201,6**	**316,0**	**444,0**	**605,4**	**780,4**
stała	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
współspalanie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
dedykowana	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
biogaz	107,6	201,6	316,0	444,0	605,4	780,4
RAZEM	**332,7**	**562,1**	**811,9**	**1075,8**	**1376,9**	**1706,3**

Źródło: Opracowanie Ministerstwa Gospodarki na podstawie założeń.

8) Energia elektryczna z elektrowni wodnych o mocy zainstalowanej powyżej 1 MW nadal będzie wytwarzana w tych jednostkach, pomimo wykluczenia jej z systemu wsparcia. W poniższej tabeli wskazano założony wolumen energii, który nie będzie objęty systemem wsparcia, z uwagi na ww. ograniczenie legislacyjne.

Tabela 57. Prognoza ilości energii elektrycznej z OZE nie objętej wsparciem [GWh].

Wyszczególnienie	Lata					
	2015	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Energia wodna:	**1994,0**	**1994,0**	**1994,0**	**1994,0**	**1994,0**	**1994,0**
<1 MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1 MW – 10 MW	606,0	606,0	606,0	606,0	606,0	606,0
>10 MW	1388,0	1388,0	1388,0	1388,0	1388,0	1388,0
w tym elektrownie pompowe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energia geotermalna	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**
Energia słoneczna:	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**
fotowoltaiczna	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
skoncentrowana energia słoneczna	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energia fal i pływów oceanicznych	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**
Energia wiatrowa:	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**
lądowa	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
morska	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
małe EW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biomasa:	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**
stała	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
współspalanie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
dedykowana	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
biogaz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
RAZEM	**1994,0**	**1994,0**	**1994,0**	**1994,0**	**1994,0**	**1994,0**

Źródło: Opracowanie Ministerstwa Gospodarki na podstawie założeń.

9) Wraz z rozpoczęciem funkcjonowania nowego systemu wsparcia (2015 r.) będzie następował dobrowolny przepływ z mechanizmu świadectw pochodzenia do mechanizmu aukcji dedykowanego wyłącznie istniejącym instalacjom OZE, w ilości 10% rocznie. Powyższe wynika z wdrożenia rozwiązań umożliwiających istniejącym wytwórcom migrację z niestabilnego systemu świadectw pochodzenia do systemu gwarantującego stabilne przychody. Rozwiązania te będą polegały na wprowadzenie systemu aukcji dedykowanych wyłącznie dla wytwórców funkcjonujących przed dniem wejścia w życie projektowanej ustawy instalacji.
   Według szacunków Ministerstwa Gospodarki powyższe spowoduje, iż w ramach systemu świadectw pochodzenia w Polsce będzie wspierane łącznie od 14,2 TWh (w roku 2015) do 7,4 TWh (w roku 2020) energii elektrycznej z OZE. Poniższa tabela prezentuje prognozowaną ilość energii elektrycznej objętej systemem świadectw pochodzenia w perspektywie roku 2020.

Tabela 58. Prognoza ilości energii elektrycznej z OZE objętej mechanizmem świadectw pochodzenia [GWh].

Wyszczególnienie	Lata					
	2015	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Energia wodna:	**371,7**	**330,4**	**289,1**	**247,8**	**206,5**	**165,2**
<1 MW	371,7	330,4	289,1	247,8	206,5	165,2
1 MW – 10 MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
>10 MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
w tym elektrownie pompowe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energia geotermalna	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**
Energia słoneczna:	**1,8**	**1,6**	**1,4**	**1,2**	**1,0**	**0,8**
fotowoltaiczna	1,8	1,6	1,4	1,2	1,0	0,8
skoncentrowana energia słoneczna	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Energia fal i pływów oceanicznych	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**
Energia wiatrowa:	**5742,0**	**5104,0**	**4466,0**	**3828,0**	**3190,0**	**2552,0**
lądowa	5742,0	5104,0	4466,0	3828,0	3190,0	2552,0
morska	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
małe EW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biomasa:	**8064,2**	**7390,4**	**6716,6**	**6042,8**	**5369,0**	**4695,2**
stała	7400,0	6800,0	6200,0	5600,0	5000,0	4400,0
współspalanie	2000,0	2000,0	2000,0	2000,0	2000,0	2000,0
dedykowana	5400,0	4800,0	4200,0	3600,0	3000,0	2400,0
biogaz	664,2	590,4	516,6	442,8	369,0	295,2
RAZEM	**14179,7**	**12826,4**	**11473,1**	**10119,8**	**8766,5**	**7413,2**

Źródło: Opracowanie Ministerstwa Gospodarki na podstawie założeń.

Poniższa tabela prezentuje prognozę ilości energii elektrycznej z OZE, która w wyniku ww. przepływu z systemu świadectw pochodzenia zostanie objęta mechanizmem aukcyjnym.

Tabela 59. Prognoza ilości energii elektrycznej z OZE, objęta mechanizmem aukcji dla istniejących instalacji OZE [GWh].

Wyszczególnienie	Lata					
	2015	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Energia wodna:	**41,3**	**82,6**	**123,9**	**165,2**	**206,5**	**247,8**
<1 MW	41,3	82,6	123,9	165,2	206,5	247,8
1 MW – 10 MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
>10 MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
w tym elektrownie pompowe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energia geotermalna	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**
Energia słoneczna:	**0,2**	**0,4**	**0,6**	**0,8**	**1,0**	**1,2**
fotowoltaiczna	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,2
skoncentrowana energia słoneczna	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energia fal i pływów oceanicznych	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**
Energia wiatrowa:	**638,0**	**1276,0**	**1914,0**	**2552,0**	**3190,0**	**3828,0**
lądowa	638,0	1276,0	1914,0	2552,0	3190,0	3828,0
morska	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
małe EW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biomasa:	**673,8**	**1347,6**	**2021,4**	**2695,2**	**3369,0**	**4042,8**
stała	600,0	1200,0	1800,0	2400,0	3000,0	3600,0
współspalanie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
dedykowana	600,0	1200,0	1800,0	2400,0	3000,0	3600,0
biogaz	73,8	147,6	221,4	295,2	369,0	442,8
RAZEM	**1353,3**	**2706,6**	**4059,9**	**5413,2**	**6766,5**	**8119,8**

Źródło: Opracowanie Ministerstwa Gospodarki na podstawie założeń.

10) Pełne wdrożenie mechanizmu aukcyjnego dla nowych instalacji nastąpi od początku 2015 r. Poniższa tabela przedstawia prognozowany do objęcia systemem aukcyjnym wolumen energii elektrycznej z OZE.

Tabela 60. Prognoza ilości energii elektrycznej z OZE objętej mechanizmem aukcyjnym dla nowych instalacji OZE [GWh].

Wyszczególnienie	Lata					
	2015	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Energia wodna:	**13,7**	**27,3**	**41,0**	**54,6**	**68,3**	**513,9**
<1 MW	13,7	27,3	41,0	54,6	68,3	81,9
1 MW – 10 MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
>10 MW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	432,0
w tym elektrownie pompowe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energia geotermalna	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**
Energia słoneczna:	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**
fotowoltaiczna	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
skoncentrowana energia słoneczna	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energia fal i pływów oceanicznych	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**
Energia wiatrowa:	**1300,0**	**2640,0**	**3990,0**	**5350,0**	**6720,0**	**8100,0**
lądowa	1200,0	2400,0	3600,0	4800,0	6000,0	7200,0
morska	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
małe EW	100,0	240,0	390,0	550,0	720,0	900,0
Biomasa:	**649,6**	**1344,8**	**2093,2**	**2894,8**	**3742,0**	**4642,4**
stała	490,0	980,0	1470,0	1960,0	2450,0	2940,0
współspalanie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
dedykowana	490,0	980,0	1470,0	1960,0	2450,0	2940,0
biogaz	159,6	364,8	623,2	934,8	1292,0	1702,4
RAZEM	**1963,3**	**4012,1**	**6124,2**	**8299,4**	**10530,3**	**13256,3**

Źródło: Opracowanie Ministerstwa Gospodarki na podstawie założeń.

11) W przypadku kosztów mechanizmu świadectw pochodzenia jednostkową wartość wsparcia założono na poziomie średniej ceny prawa majątkowego za okres od 1 stycznia 2012 r. do dnia 30 września 2013 r., tj. 233,1 zł/MWh. W ramach obliczeń, uwzględniono, iż technologia spalania wielopaliwowego otrzyma 0,5 świadectwa pochodzenia za każdą wytworzoną 1 MWh. Z uwagi na malejącą ilość świadectw pochodzenia, koszty tego składnika systemu wsparcia będą malały z 3,1 mld zł w 2015 r. do 1,5 mld zł w 2020 r. (zgodnie z zaprezentowanymi w poniższej tabeli wyliczeniami).

Tabela 61. Prognoza kosztu systemu świadectw pochodzenia.

Wyszczególnienie	Lata					
	2015	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Wartość świadectwa pochodzenia (dane historyczne za okres 2012-2013) [zł/MWh]	233,1	233,1	233,1	233,1	233,1	233,1
Prognoza ilości świadectw pochodzenia* [GWh]	13181	11828	10476	9124	7772	6419
Prognozowany koszt wsparcia [mln zł]	3073	2757	2442	2127	1812	1496
Prognozowany skumulowany koszt wsparcia* [mln zł]	3073	5830	8272	10399	12211	13707

* uwzględnia redukcję wartości wsparcia dla technologii spalania wielopaliwowego.

Źródło: Opracowanie Ministerstwa Gospodarki na podstawie założeń.

12) Drugim składnikiem kosztu zoptymalizowanego mechanizmu wsparcia będzie energia wytwarzana w istniejących instalacjach OZE oraz objęta stałą taryfą wyznaczaną za

pomocą aukcji. Założono, iż koszt wsparcia istniejących instalacji OZE w ramach mechanizmu aukcji będzie iloczynem ilości energii wytwarzanej w tych instalacjach, oraz 90% średniej wartości świadectwa pochodzenia w okresie od dnia 1 stycznia 2012 r. do dnia 30 września 2013 r. Koszt tego składnika wsparcia będzie miał tendencję rosnącą, z uwagi na zwiększającą się ilość energii wytwarzanej w istniejących instalacjach i objętej taryfą stałą.

Tabela 62. Prognoza kosztu wsparcia energii elektrycznej objętej mechanizmem aukcji dla istniejących instalacji OZE.

Wyszczególnienie	Lata					
	2015	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Wartość wsparcia określona jako 90% historycznej wartości świadectwa pochodzenia [zł/MWh]	209,8	209,8	209,8	209,8	209,8	209,8
Prognoza ilości energii elektrycznej z OZE objętej mechanizmem aukcji dla istniejących instalacji [GWh]	1353	2707	4060	5413	6767	8120
Prognozowany koszt wsparcia [mln zł]	284	568	852	1136	1420	1704
Prognozowany skumulowany koszt wsparcia [mln zł]	**284**	**852**	**1704**	**2839**	**4259**	**5963**

Źródło: Opracowanie Ministerstwa Gospodarki na podstawie założeń.

13) Wartość wsparcia dla poszczególnych technologii oraz tzw. współczynnik wykorzystania mocy, będą zgodne z założeniami zawartymi w tabeli 50 i 51.
14) Cena energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym wyniesie: w roku 2015 – 220 zł/MWh, w roku 2016 – 230 zł/MWh, w roku 2017 – 240 zł/MWh, w roku 2018 – 250 zł/MWh, w roku 2019 – 265 zł/MWh, w roku 2020 – 280 zł/MWh. Poniższa tabela prezentuje koszty wsparcia w ramach mechanizmu aukcji dla nowych instalacji (w oparciu o ww. założenia). Z przedstawionych danych wynika, iż przedmiotowy koszt będzie kształtować się na poziomie 0,28 mld zł w 2015 r. do 1,09 mld zł w 2020 r.

Tabela 63. Prognoza kosztu wsparcia energii elektrycznej objętej mechanizmem aukcji dla nowych instalacji OZE.

Wyszczególnienie	Lata					
	2015	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Prognozowana średnia cena energii elektrycznej z rynku konkurencyjnego [zł/MWh]	220	230	240	250	265	280
Wyliczona średnia ważona wartość wsparcia dla energii elektrycznej wytwarzanej w nowych instalacjach OZE objętych mechanizmem aukcji [zł/MWh]	362,46	361,97	361,68	361,26	359,95	365,78
Niezbędne wsparcie [zł/MWh]	142,46	131,97	121,68	111,26	94,95	85,78
Prognoza ilości energii elektrycznej objętej mechanizmem aukcji dla nowych instalacji OZE [GWh]	1963	2049	2112	2175	2231	2726
Prognozowany koszt wsparcia dla nowych instalacji OZE [mln zł]	280	270	257	242	212	234
Prognozowany rzeczywisty koszt wsparcia dla OZE z uwzględnieniem malejącej różnicy pomiędzy rynkową ceną energii elektrycznej a średnią wartością wsparcie przyznanego w poprzednich latach [mln zł]	**280**	**530**	**747**	**928**	**1015**	**1091**

Źródło: Opracowanie Ministerstwa Gospodarki na podstawie założeń.

Wyniki analizy kosztu planowanego mechanizmu wsparcia

Koszt połączonych mechanizmów wsparcia dla OZE będzie miał tendencję rosnącą związaną ze zwiększaniem wolumenu energii objętego wsparciem. Mechanizm wsparcia dla nowych inwestycji oparty na dopłacie do rynkowej ceny energii spowoduje, iż wzrost jego kosztów będzie łagodzony poprzez rosnące ceny energii na rynku konkurencyjnym. Łączne koszty nowego systemu wsparcia dla OZE będą rosły z 3,6 mld zł w 2015 r. do 4,3 mld zł w 2020 r.

Tabela 64. Prognozowany łączny koszt wsparcia do roku 2020 w ramach zoptymalizowanego mechanizmu wsparcia dla OZE.

Wyszczególnienie	Lata					
	2015	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Prognoza ilości energii elektrycznej objętej mechanizmem wsparcia dla OZE [GWh]	19823,0	22101,2	24463,0	26902,2	29434,1	32489,6
Prognozowany koszt wsparcia dla OZE [mln zł]	3636	3856	4041	4191	4247	4291
Prognozowany skumulowany koszt wsparcia dla OZE [mln zł]	**3636**	**7492**	**11533**	**15724**	**19971**	**24262**

Źródło: Opracowanie Ministerstwa Gospodarki na podstawie założeń.

Podsumowanie

Przedstawione w Ocenie Skutków Regulacji wyliczenia dotyczące zakładanych kosztów systemu wsparcia zarówno w przypadku zaniechania działań legislacyjnych (utrzymanie dotychczasowych warunków funkcjonowania), jak również wprowadzenia zakładanych w projekcie ustawy zmian (nowy mechanizm aukcyjny) pokazują, iż podjęte przez resort gospodarki działania mają uzasadnienie ekonomiczne. Poniższe tabele oraz wykresy prezentują porównanie kosztów w przypadku utrzymania dotychczas funkcjonującego mechanizmu wsparcia (w dwóch wariantach zaprezentowanych w OSR) oraz w przypadku wprowadzenia proponowanych zmian w układzie rocznym oraz w układzie kosztów skumulowanych.

Tabela 65. Porównanie rocznego kosztu wsparcia do roku 2020 w ramach zoptymalizowanego mechanizmu wsparcia dla OZE, jak również w przypadku braku zmian legislacyjnych.

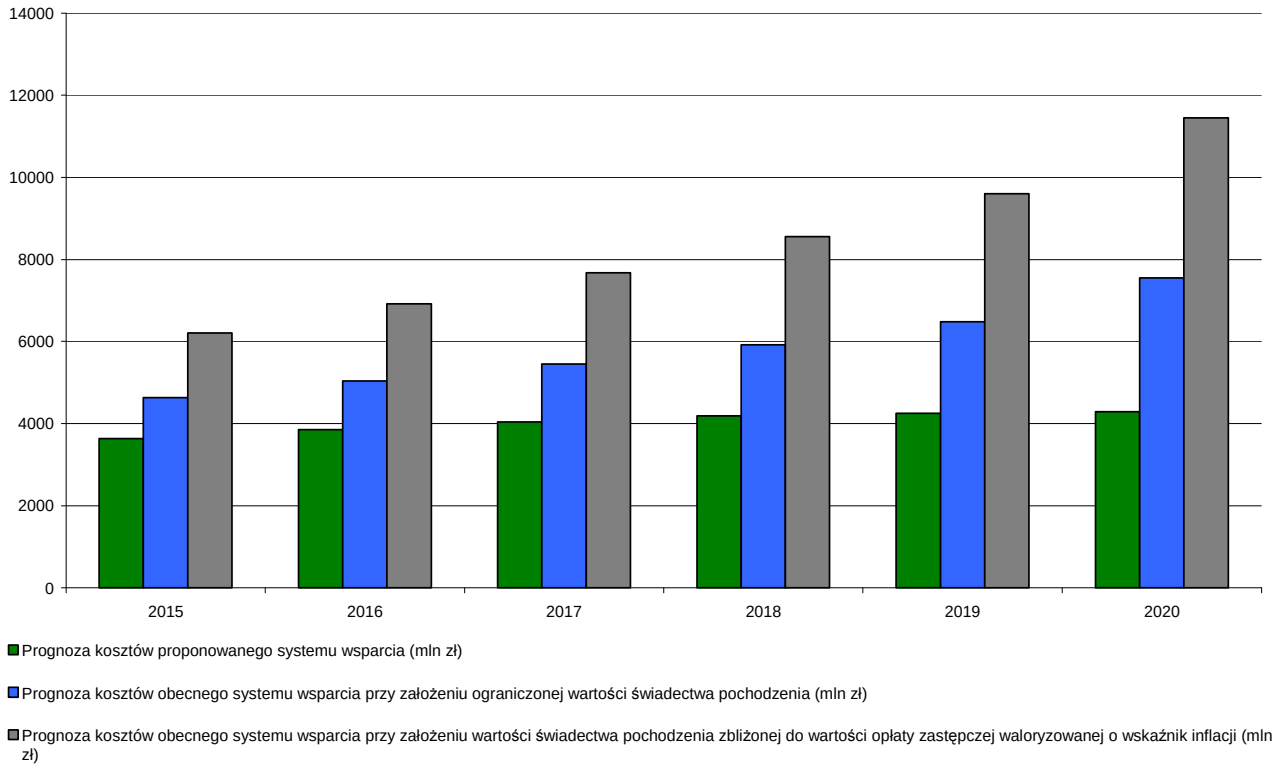
	2015	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Prognoza kosztów proponowanego systemu wsparcia (mln zł)	3636,3	3855,7	4041,3	4190,8	4246,8	4291,3
Prognoza kosztów obecnego systemu wsparcia przy założeniu ograniczonej wartości świadectwa pochodzenia (mln zł)	4633	5037	5449	5925	6487	7553

Prognoza kosztów obecnego systemu wsparcia przy założeniu wartości świadectwa pochodzenia zbliżonej do wartości opłaty zastępczej waloryzowanej o wskaźnik inflacji (mln zł)	6210	6919	7673	8552	9598	11454

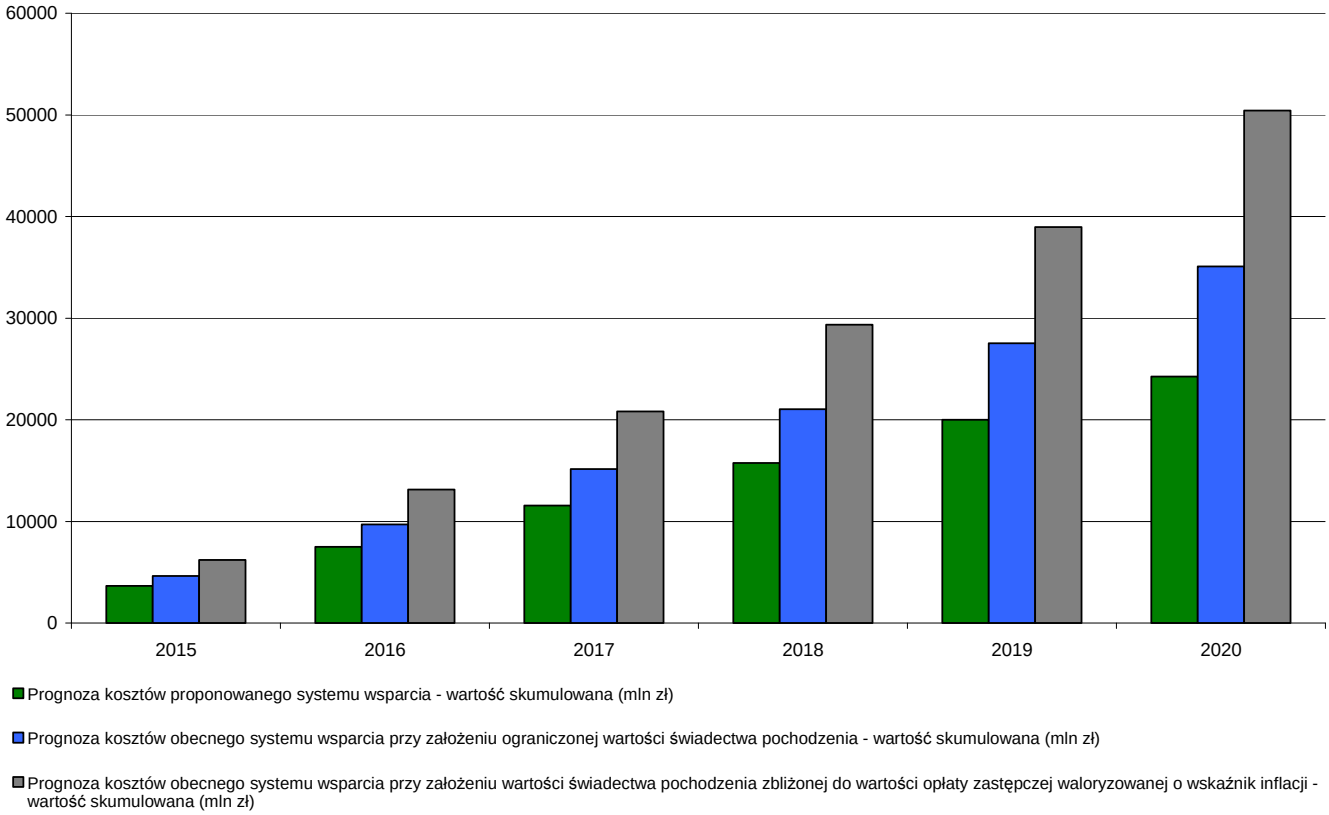
Tabela 66. Porównanie skumulowanego kosztu wsparcia do roku 2020 w ramach zoptymalizowanego mechanizmu wsparcia dla OZE, jak również w przypadku braku zmian legislacyjnych.

	2015	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Prognoza kosztów proponowanego systemu wsparcia (mln zł)	3636,3	7492,0	11533,3	15724,1	19970,9	24262,2
Prognoza kosztów obecnego systemu wsparcia przy założeniu ograniczonej wartości świadectwa pochodzenia (mln zł)	4633	9670	15119	21044	27531	35084
Prognoza kosztów obecnego systemu wsparcia przy założeniu wartości świadectwa pochodzenia zbliżonej do wartości opłaty zastępczej waloryzowanej o wskaźnik inflacji (mln zł)	6210	13129	20803	29355	38952	50406

Rysunek 25. Prognoza rocznych kosztów dotychczasowego oraz planowanego systemu wsparcia OZE.



Rysunek 26. Prognoza skumulowanych kosztów dotychczasowego oraz planowanego systemu wsparcia OZE.



W zakresie wdrażania systemów inteligentnego opomiarowania, nie przewiduje się zmniejszenia dochodów jednostek sektora finansów publicznych w stosunku do wielkości wynikających z obecnie obowiązujących przepisów.
Wydatki na instalacje liczników zdalnego odczytu, koncentratorów oraz infrastruktury AMI u operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) zostaną poniesione przez OSD w ramach kosztów uwzględnianych w taryfach.
Wdrożenie systemu inteligentnego opomiarowania będzie wymagało poniesienia nakładów inwestycyjnych zarówno przez operatorów systemów dystrybucyjnych jak
i Operatora Informacji Pomiarowych.
Wdrożenie systemu inteligentnego opomiarowania będzie opłacalne pod względem ekonomicznym. Korzyści będą rosły w miarę funkcjonowania systemu inteligentnego opomiarowania. Koszty zostaną poniesione głównie w latach 2014-2020. Po roku 2020 korzyści będą znacznie przewyższać poniesione nakłady. Poniższa tabela pokazuje korzyści i koszty całości systemu związanego z inteligentnym opomiarowaniem. Wynik inwestycji jest dodatni w okresie 2014-2026 gdy następuje osiągniecie pełnych korzyści.

Tabela 67. Podsumowanie korzyści i kosztów dotyczących inteligentnego opomiarowania, dane w mln zł, w cenach stałych 2013 r.

KORZYŚCI		**2013-2020**	**2013-2026**
Odbiorca	Świadome zużycie Energii – wyzwolenie zachowań na rzecz efektywnego wykorzystania energii: obniżenie zużycia	496	1 537
Odbiorca	Możliwość zmiany sprzedawcy	50	154
Odbiorca	**razem**	**546**	**1 691**

sprzedawca	Skrócenie czasu do wystawienia faktury	38	118
sprzedawca	Dopasowanie portfela zakupów (ograniczenie niezbilansowania).	71	194
sprzedawca	Zarządzanie popytem	363	993
sprzedawca	**razem**	**472**	**1 305**
OSD	Ograniczenie przychodów (redukcja strat handlowych i technicznych)	420	1 301
OSD	Oszczędności na odczytach	475	1 298
OSD	**razem**	**895**	**2 599**
OSP	Ograniczenie szczytowego zapotrzebowania na moc	1 787	2862
OSP	**razem**	**1 787**	**2 862**
RAZEM KORZYŚCI		**3 700**	**8 374**
KOSZTY			
OSD	Nakłady inwestycyjne	3 456	3 456
OSD	Koszty operacyjne bez amortyzacji	81	229
OSD	**RAZEM KOSZTY OSD**	**3 537**	**3 685**
OIP	Nakłady inwestycyjne	75	101
OIP	Koszty operacyjne bez amortyzacji	45	65
OIP	**RAZEM KOSZTY OIP**	**120**	**166**
RAZEM KOSZTY		**3 657**	**3 851**
SALDO (KORZYŚCI – KOSZTY)		**43**	**4 605**

Źródło: Obliczenia Ministerstwa Gospodarki na podstawie modelu HP dla PSE S.A.

W okresie budowy inteligentnego opomiarowania, czyli do 2020 r., prognozowane korzyści tylko nieznacznie przekraczają oczekiwane koszty. Przekroczenie to mieści się w granicy wrażliwości przyjętych założeń, zwłaszcza że koszty i korzyści szacowane były w oparciu o konserwatywne założenia.

W dłuższej perspektywie niepodważalna jest przewaga oczekiwanych korzyści nad kosztami wdrożenia inteligentnego opomiarowania.

g) Zgodność z prawem Unii Europejskiej

Projekt ustawy jest zgodny z ustawodawstwem Unii Europejskiej.