A photograph of a white wind turbine standing in a field of white daisies with yellow centers. The sky is a clear, bright blue. A large, bright yellow diagonal shape is on the right side of the image. The text is overlaid on the upper right portion of the image.

# Wpływ energetyki wiatrowej na wzrost gospodarczy w Polsce

Raport przygotowany przez Ernst & Young we współpracy z Polskim Stowarzyszeniem Energetyki Wiatrowej oraz European Wind Energy Association

Marzec 2012





Raport został przygotowany przy wsparciu:



Norvento jest hiszpańską firmą z niemal trzydziestoletnim doświadczeniem w różnych obszarach energetyki odnawialnej - farmach wiatrowych, hydroenergetyce, instalacjach solarnych, energii z biomasy, i z pływów morza. Oprócz doradztwa technicznego i operacyjnego, jesteśmy także aktywnym inwestorem w tej dziedzinie - posiadamy instalacje o mocy niemal 1000 MW, i pracujemy już nad powiększeniem portfolio o kolejne 1500 MW. Prowadzimy też badania technologiczne i prace R&D, których owocem jest m.in. przygotowanie produkcji własnych turbin wiatrowych. W Polsce rozwijamy projekty dotyczące farm wiatrowych o docelowej wielkości kilkuset MW. Jesteśmy też na stałe obecni w USA, we Włoszech, w Brazylii i w Chile.

## SIEMENS

Siemens Sp. z o.o., utworzona w 1991 roku, oferuje na polskim rynku bogaty wybór produktów i usług macierzystego koncernu Siemens AG. Koncentruje się przy tym na wprowadzaniu na polski rynek najnowocześniejszych rozwiązań technologicznych, które są w stanie sprostać najwyższym wymaganiom wynikającym ze zmian cywilizacyjnych, zapewniają efektywne wykorzystanie zasobów naturalnych i zmniejszenie skażenia środowiska.

Działalność Siemens oparta jest na czterech dużych jednostkach operacyjnych - sektorach Energy, Healthcare, Industry oraz Infrastructure & Cities. Sektor Energy zajmuje tutaj bardzo ważną pozycję. Jego oferta obejmuje wszelkie rozwiązania i produkty związane z wytwarzaniem energii, tak ze źródeł konwencjonalnych, jak i odnawialnych - kompletne elektrownie i ich części, turbiny przemysłowe, turbiny wiatrowe z pełnym serwisem, generatory, automatykę oraz usługi inżynierskie - oraz z przesyłem i rozdziałem energii elektrycznej, na bazie aparatury wysokiego i średniego napięcia. Do najważniejszych osiągnięć sektora Energy w Polsce należy budowa i uruchomienie 4 farm wiatrowych: Suwałki, Karnice, Tychowo i Kobylnica o łącznej mocy 147 MW.



Taiga Mistral jest spółką zarządzającą funduszami Private Equity. Taiga zarządza i doradza funduszom podwyższonego ryzyka specjalizującymi się w odnawialnych źródłach energii, ze szczególnym uwzględnieniem energii wiatrowej. Wśród nich m.in. Taiga Inversiones Eolicas, którego celem jest inwestowanie w energetykę wiatrową w Polsce.

W ciągu czterech pierwszych lat istnienia Spółka znacząco zwiększyła portfel zarządzanych funduszy oraz ich zaangażowanie w projekty tak w Polsce, jak i w Hiszpanii. W chwili obecnej zarządza aktywami wycenianymi na ponad 300 mln euro i portfelem złożonym z 200 MW projektów wiatrowych. Zespół Taiga Mistral tworzą profesjonaliści, posiadający bogate doświadczenie zarówno na rynku energii jak i w dziedzinie funduszy podwyższonego ryzyka i finansów. Taiga posiada solidną i zróżnicowaną bazę



inwestorów, wśród których można wymienić instytucje finansowe najwyższego szczebla, takie jak: EBRD, EIB, Banco Santander, Banca Cívica, Bankia, jak i sieć inwestorów prywatnych oraz współpracuje z doradcami najwyższej klasy. Inwestując powierzone środki, Taiga wybiera aktywa przynoszące wysoką stopę zwrotu przy ograniczonym poziomie ryzyka.



Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej to największa w Polsce organizacja pozarządowa zajmująca się promocją wykorzystania wiatru jako odnawialnego źródła energii. PSEW działa aktywnie od 1999 roku. W tej chwili Stowarzyszenie jest organizatorem największych wydarzeń branżowych w Polsce, przede wszystkim Konferencji i Targów PSEW. Stowarzyszenie organizuje także cykliczne spotkania pod szyldem Forum Energetyki Wiatrowej, w których uczestniczą przedstawiciele władzy ustawodawczej i wykonawczej oraz znaczące instytucje odpowiedzialne za kształt i funkcjonowanie rynku odnawialnych źródeł energii w Polsce. PSEW jest członkiem European Wind Energy Association oraz Global Wind Energy Council.





# Spis treści

<b>Wstęp do Raportu</b>	<b>5</b>
<b>Podsumowanie głównych wniosków raportu</b>	<b>7</b>
<b>1. Uwarunkowania ekonomiczne rozwoju farm wiatrowych w Polsce</b>	<b>11</b>
1.1 System wsparcia energetyki wiatrowej w Polsce	13
1.2 Projektowane zmiany systemu wsparcia energetyki wiatrowej	18
<b>2. Stan i prognozy rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce</b>	<b>21</b>
2.1 Moce energetyki wiatrowej i produkcja energii z wiatru w Polsce	22
2.2 Potencjał rozwoju energetyki wiatrowej	25
2.3 Główne podmioty i farmy wiatrowe na polskim rynku	27
<b>3. Koszt wytwarzania energii elektrycznej przez elektrownie wiatrowe w porównaniu do pozostałych technologii wytwarzania energii odnawialnej</b>	<b>29</b>
3.1 Nakłady inwestycyjne	31
3.2 Koszty operacyjne	33
3.3 Jednostkowy koszt energii elektrycznej farm wiatrowych	34
<b>4. Efekty makroekonomiczne rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce</b>	<b>37</b>
4.1 Wpływ inwestycji w farmy wiatrowe na gospodarkę krajową	38
4.2 Wpływ inwestycji w farmy wiatrowe na gospodarkę regionalną	54

<b>Załączniki</b>	<b>57</b>
Załącznik 1. Skróty i definicje	58
Załącznik 2. Lista dokumentów	59
Załącznik 3. Ankiety	61
Załącznik 4. Farmy wiatrowe w Polsce	67
Załącznik 5. Założenia kalkulacji kosztu wytwarzania energii	74
<b>5. Autorzy raportu</b>	<b>76</b>

A photograph of two large white offshore wind turbines in the ocean. The turbines are mounted on concrete foundations. The sky is blue with some light clouds. The water is dark blue with small waves. A semi-transparent white rectangular box is overlaid on the image, containing the text 'Wstęp do Raportu'.

# Wstęp do Raportu

W niniejszym Raporcie przeprowadzona została analiza wpływu energetyki wiatrowej na wzrost gospodarczy w Polsce. W szczególności celem Raportu jest analiza jak inwestycje w farmy wiatrowe wpłynęły na przychody budżetu centralnego i budżety jednostek samorządowych oraz oszacowanie skali wpływu kosztów wsparcia wytwarzania energii odnawialnej na cenę energii elektrycznej dla odbiorców końcowych. Raport przedstawia również szacunkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej w farmach wiatrowych w porównaniu od innych technologii wytwarzania energii w źródłach odnawialnych.

Dokument składa się z czterech głównych części, które poprzedzone są wprowadzeniem oraz podsumowaniem głównych wniosków. W rozdziale pierwszym przedstawione zostały kluczowe uwarunkowania ekonomiczne związane z rozwojem energetyki wiatrowej w Polsce.

W rozdziale drugim zaprezentowany został stan i prognozy dotyczące rozwoju energetyki wiatrowej na lądzie i morzu w Polsce w perspektywie do 2020 roku.

W rozdziale trzecim przedstawione zostały wyniki analizy w zakresie szacunkowych jednostkowych kosztów wytworzenia energii elektrycznej przez lądowe i morskie farmy wiatrowe na tle innych technologii wytwarzania energii. Do celów analizy zostały wykorzystane dane dotyczące kosztów inwestycyjnych i operacyjnych różnych typów jednostek wytwórczych oraz uwzględniony został wymagany zwrot z kapitału.


Rozdział czwarty zawiera wyniki analizy efektów makroekonomicznych związanych z rozwojem energetyki wiatrowej w Polsce. W szczególności przedstawiony został wpływ inwestycji w farmy wiatrowe na gospodarkę krajową i regionalną. W ramach analizy ogólnokrajowych skutków inwestycji w farmy wiatrowe dokonano oceny kosztu funkcjonowania systemu wsparcia ponoszonego przez konsumenta energii elektrycznej.

Dokument został przygotowany w oparciu o ankiety przeprowadzone wśród przedsiębiorstw sektora energetyki wiatrowej oraz jednostek samorządu terytorialnego. Wykorzystano również publicznie dostępne informacje w zakresie stanu rozwoju oraz kosztów funkcjonowania farm wiatrowych, w szczególności dane EWEA oraz PSEW, obowiązujące akty prawne oraz dokumenty programowe, jak również wiedzę ekspercką pracowników Ernst & Young.





# Podsumowanie głównych wniosków raportu



Osiągnięcie celu obowiązkowego udziału energii odnawialnej w finalnym zużyciu energii brutto (15% w 2020 r.) jest w Polsce obecnie wspierane poprzez:

1. zapewnienie obowiązkowego udziału energii elektrycznej pochodzącej z OZE w energii sprzedawanej odbiorcom końcowym - limit w latach 2011-12 wynosi 10,4%, oraz
2. obowiązek zakupu energii elektrycznej z OZE przez przedsiębiorstwa energetyczne.

W grudniu 2011 r. Ministerstwo Gospodarki przedstawiło projekt nowej ustawy o odnawialnych źródłach energii, który zawiera takie zmiany w mechanizmach wspierających OZE, jak m.in.:

1. wprowadzenie stałego okresu otrzymywania świadectw pochodzenia,
2. wprowadzenie nowego mechanizmu kalkulacji opłaty zastępczej,
3. likwidacja mechanizmu określania ceny minimalnej dla obowiązkowego zakupu energii elektrycznej z OZE,
4. zróżnicowanie ilości świadectw pochodzenia w zależności od technologii wytwarzania oraz
5. umożliwienie przyznania świadectw pochodzenia za produkcję ciepła i chłodu oraz biogazu.

**Projekt nowych regulacji w zakresie systemu wsparcia dla OZE spotkał się z zasadniczą krytyką przedstawicieli sektora energetyki odnawialnej i z zgodnie z wypowiedziami przedstawicieli Ministerstwa Gospodarki będzie on przedmiotem dalszych prac legislacyjnych.** Niemniej jednak należy podkreślić, iż rozwiązania wspierające OZE, które zostaną ostatecznie przyjęte w nowej ustawie będą miały kluczowe znaczenie dla rozwoju, jak również istnienia obecnie działających farm wiatrowych.





Między innymi poprzez zastosowanie mechanizmów wspierających energię odnawialną, ostatnie 8 lat charakteryzuje dynamiczny rozwój produkcji energii z takich źródeł w Polsce. W tym czasie moc zainstalowana instalacji wzrosła ponad trzykrotnie, osiągając w 2011 roku 3 081 MW, za co **aż w 72% była odpowiedzialna energetyka wiatrowa**. Największe przyrosty nowej mocy w energetyce wiatrowej zaobserwowano w latach 2010-11, kiedy to rocznie powstawało ponad 430 MW w sektorze. Zarazem jednak moc zainstalowana farm wiatrowych w Polsce wynosząca na koniec 2011 r. 1 616 MW **stanowiła jedynie 2% mocy farm wiatrowych w Europie** (92 607 MW na koniec 2011 r.).

Potwierdzeniem pozycji Polski jako potencjalnego miejsca na dalsze inwestycje w energetyce wiatrowej jest relatywnie wysoka lokata w badaniu Ernst & Young przeprowadzonym w lutym 2011 r. - Polska została uznana w nim za stosunkowo obiecujący rynek dla rozwoju energetyki wiatrowej. Na 38 przebadanych krajów **Polska zajęła 10 miejsce pod względem atrakcyjności dla takich inwestycji**, biorąc pod uwagę obecne uwarunkowania ekologiczne, regulacyjne, środowiskowe i społeczne.

Należy podkreślić, iż zakładane zmiany w otoczeniu regulacyjnym w Polsce (m.in. wprowadzenie współczynników korekcyjnych w zakresie ilości przyznawanych świadectw pochodzenia oraz powiązanie wartości świadectwa pochodzenia z ceną energii elektrycznej) mogą znacząco pogorszyć atrakcyjność inwestycji na polskim rynku energetyki wiatrowej i spowodować przesunięcie się Polski na niższe pozycje w rankingu.

Potencjał dla rozwoju sektora w przyszłości wskazuje, że **do 2020 r. teoretycznie mogłoby powstać łącznie ok. 11,5 GW** nowych mocy wytwórczych (z czego ok. 1,5 GW morskich farm wiatrowych), przez co łączna moc zainstalowana farm wiatrowych mogłaby sięgnąć ok. 13 GW.

Porównanie jednostkowego kosztu energii elektrycznej z różnych odnawialnych źródeł energii elektrycznej wskazuje, że:

1. nakłady inwestycyjne (CAPEX) na 1 MW mocy lądowych farm wiatrowych są najniższe,
2. koszty operacyjne (OPEX) w przeliczeniu na 1 MWh wyprodukowanej energii elektrycznej w lądowych farmach wiatrowych również są jednymi z niższych, w porównaniu do innych technologii OZE.

**Oznacza to, że lądowe farmy wiatrowe są jednym z najtańszych źródeł energii odnawialnej w Polsce.**

Z ankiety przeprowadzonej wśród przedsiębiorstw działających w sektorze energetyki wiatrowej w Polsce wynika, że średnio z każdych 6,9 mln PLN, które są ponoszone na 1 MW nowej mocy (średnia dla okresu 2007-2011) w energetyce wiatrowej, w kraju pozostaje ok. 27%, tj. 1,9 mln PLN. Przy założeniu, że moc zainstalowana farm wiatrowych wzrastałaby zgodnie z przedstawionymi szacunkami, **w latach 2012-20 łączna wartość środków, które zostaną wydane w Polsce w tym celu może sięgnąć ok. 23 mld PLN (przy łącznej kwocie inwestycji mogącej sięgnąć ok. 86 mld PLN)**. Dla porównania, średnia roczna wartość inwestycji w sektorze produkcji maszyn i urządzeń w latach 2009-10 sięgnęła 1 470 mln PLN).

Szacuje się, że obecnie w przedsiębiorstwach związanych z energetyką wiatrową pracuje ok. 1 900 osób. W perspektywie do 2020 r., w zależności od scenariusza rozwoju przemysłu produkującego elementy turbin i wież wiatrowych, liczba miejsc pracy w takich przedsiębiorstwach może wzrosnąć **od ok. 9,7 tys. aż do 28,5 tys.** (dla porównania, w sektorze produkcji koksu i ropy naftowej w 2011 r. pracowało ok. 13 tys. osób).

Model kalkulacji jednostkowego kosztu energii elektrycznej opracowany przez Ernst & Young wskazuje, że średnia wartość podatku CIT, przypadająca na 1 MW mocy zainstalowanej w farmach wiatrowych może sięgać ok. 98,2 tys. PLN. Szacowany rozwój sektora pozwala prognozować **wzrost wartości CIT płaconego z zysków osiąganym przy sprzedaży energii elektrycznej z ok. 159 mln PLN w 2011 r. do ok. 1 070 mln PLN w 2020 r.**


Obecność energetyki wiatrowej umożliwia znaczące zmniejszenie emisji CO<sub>2</sub>, która obciąża produkcję energii elektrycznej w Polsce. Z prac badawczych przeprowadzonych w ramach raportu wynika, że w latach 2001-10 poprzez rozwój sektora nie dopuszczono do emisji ok. 3,9 mln Mg CO<sub>2</sub>. Prognozowany wzrost produkcji energii elektrycznej z tego źródła pozwala szacować, że łącznie w latach 2011-20 możliwe jest uniknięcie emisji aż 130 mln Mg CO<sub>2</sub>, co odpowiada rocznej emisji CO<sub>2</sub> wytwórców energii elektrycznej w Polsce w 2010 r.

**Szacunkowy wpływ systemu wsparcia dla farm wiatrowych na cenę energii dla odbiorcy końcowego** (udział kosztów związanych z funkcjonowaniem systemu w cenie energii dla wszystkich konsumentów energii elektrycznej) **nie jest wysoki - analiza wskazuje, że wynosi jedynie 6 PLN/MWh, co stanowi zaledwie 1,3% ceny energii płaconej przez odbiorców końcowych.** Analogiczne badanie wpływu kosztu zakupu świadectw pochodzenia na standardowego odbiorcę z grupy G (gospodarstwa domowe) wskazuje, że obciążenie to jest jeszcze niższe i wynosi ok. 1,2% ceny końcowej.

Z ankiet przeprowadzonych wśród gmin, na terenie których zlokalizowano farmy wiatrowe wynika, że statystyczna farma wiatrowa przynosi ok. 653 tys. PLN dochodu dla gminy z tytułu podatku od nieruchomości, co stanowi ok. 2% średnich dochodów gminy w Polsce. Jest to jednocześnie szczególnie znacząca pozycja dla gmin o niskich dochodach (głównie gminy wiejskie), dla których udział dochodów z tytułu podatku od nieruchomości z farm wiatrowych jest odpowiednio wyższy (sięgający ok. 7,5% ich średnich dochodów).

Ankieta skierowana do gmin, na terenie których zlokalizowano farmy wiatrowe oraz gmin sąsiadujących z takimi gminami (badanie obejmowało gminy, na terenie których zlokalizowano ok. 43% zainstalowanej mocy w energetyce wiatrowej w Polsce) wskazuje, że stosunek do farm wiatrowych zależy od doświadczenia gminy z inwestycjami o takim charakterze. **Generalnie pozytywne opinie wyrażają te gminy, w których już zlokalizowano farmy wiatrowe,** natomiast wady i obawy związane z ich obecnością zostały wskazane głównie przez te gminy, na terenie których nie zlokalizowano żadnej farmy wiatrowej, co odzwierciedla poziom stereotypów związanych z takimi inwestycjami.





# 1. Uwarunkowania ekonomiczne rozwoju farm wiatrowych w Polsce





Kluczowymi determinantami rozwoju energetyki wiatrowej są uwarunkowania ekonomiczne (opłacalność inwestycji) oraz szereg innych uwarunkowań regulacyjnych, środowiskowych i społecznych.

Przedstawiony obok ranking atrakcyjności rynków energetyki wiatrowej w 38 państwach (w tym w Polsce) sporządzany jest cyklicznie przez Ernst & Young. Stanowi on próbę syntetycznej oceny uwarunkowań związanych z inwestycjami w źródła wiatrowe. Polska obecnie zajmuje w nim relatywnie wysokie 10. miejsce<sup>1</sup> zaraz za Francją, Włochami i Szwecją. Wysoka pozycja Polski wynika z pozytywnej oceny wielu czynników ekonomicznych i rynkowych, którymi charakteryzuje się rynek Polski przy obecnie obowiązujących regulacjach<sup>2</sup>. **Należy podkreślić, iż zmiany zakładane w otoczeniu regulacyjnym w Polsce (m.in. wprowadzenie współczynników korekcyjnych w zakresie ilości przyznawanych świadectw pochodzenia oraz powiązanie wartości świadectwa pochodzenia z ceną energii elektrycznej) mogą znacząco pogorszyć atrakcyjność inwestycji na polskim rynku energetyki wiatrowej i spowodować przesunięcie się Polski na niższe pozycje rankingu Renewable Energy Country Attractiveness Indices.** Jako najbardziej atrakcyjne obecnie rynki dla inwestycji wiatrowych wskazano Chiny, Niemcy i Stany Zjednoczone. Wśród 38 badanych krajów, jako najmniej atrakcyjne zostały uznane Izrael, Czechy i Węgry.

**Tabela 1. Ranking atrakcyjności rynków energetyki wiatrowej**

Ranking	Kraj	Punktacja (Wind index)
1	Chiny	76
2	Niemcy	70
3	Stany Zjednoczone	67
4	Wielka Brytania	66
5	Indie	64
6	Kanada	61
7	Włochy	58
8	Francja	58
9	Szwecja	54
10	Polska	52
11	Irlandia	52
12	Rumunia	52
[...]		
36	Izrael	31
37	Czechy	31
38	Węgry	31

Źródło: Renewable Energy Country Attractiveness Indices, Ernst & Young, luty 2011

Ocena atrakcyjności rynków jest istotna z punktu widzenia zarówno inwestorów jak i rozwoju gospodarki danego państwa. Inwestycje w OZE przyczyniają się bowiem do zwiększenia wzrostu gospodarczego oraz zapewniają dywersyfikację źródeł wytwarzania energii i zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego. Z tego powodu oraz ze względu na prowadzenie polityki zmierzającej do zmniejszenia negatywnego wpływu gospodarki na środowisko naturalne, państwa, w tym Polska, wprowadzają często dedykowane dla energetyki odnawialnej systemy wsparcia.

1 W roku 2010 Polska również została sklasyfikowana na 10. miejscu.

2 Szczegółowy opis metodyki sporządzania indeksu atrakcyjności znajduje się na s. 28 Renewable energy country attractiveness indices, luty 2011.

## 1.1 System wsparcia energetyki wiatrowej w Polsce

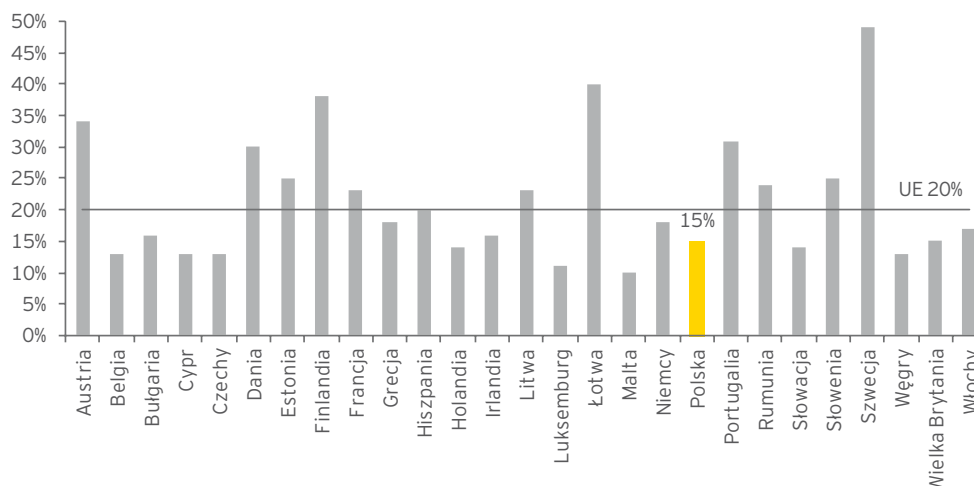
Rozwój sektora energii odnawialnej należy do jednych z kluczowych elementów europejskiej polityki klimatycznej i energetycznej. Zakłada ona realizację do 2020 roku trzech celów:

- ▶ 20% redukcji zużycia energii pierwotnej (w stosunku do prognozy sporządzonej przez Komisję Europejską na 2020 rok) poprzez zwiększenie wydajności energetycznej,
- ▶ 20% udziału energii ze źródeł odnawialnych w zużyciu energii finalnej brutto<sup>3</sup>,
- ▶ 20% redukcji emisji gazów cieplarnianych w stosunku do 1990 roku.

W związku z realizacją polityki klimatycznej i energetycznej Rada Unii Europejskiej przyjęła w 2009 roku kilka dyrektyw, wśród których kluczowe znaczenie dla rozwoju odnawialnych źródeł energii (dalej „OZE”) miała dyrektywa 2009/28/WE z 23 kwietnia 2009 roku (dalej „Dyrektywa OZE”).

Dyrektywa OZE precyzowała cel osiągnięcia 20% udziału energii ze źródeł odnawialnych w całkowitym zużyciu energii na poziomie UE. Cel wyznaczony dla całej UE został zróżnicowany dla poszczególnych krajów członkowskich, przy czym dla Polski określono go na poziomie 15%. Szczegółowe zestawienie krajów wraz z przypisanymi do nich poziomami obowiązku zostało przedstawione poniżej.

**Wykres 1. Obowiązkowy udział energii odnawialnej w zużyciu energii finalnej brutto w 2020 roku w krajach UE**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie Dyrektywy OZE

Dodatkowo Dyrektywa OZE zobowiązała Państwa członkowskie do opracowania krajowych planów działań (dalej „KPD”) w zakresie energii odnawialnej. KPD opracowany przez Polskę określa krajowe cele w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych zużytej w sektorze transportowym, energii elektrycznej oraz ogrzewania i chłodzenia w 2020 roku. KPD zakłada, że Polska gospodarka zużyje 69,2 mln ton oleju ekwiwalentnego (toe) w 2020 roku. Z tego 58,5 mln toe będzie pochodzić ze źródeł konwencjonalnych, a 10,7 mln toe (15,5% zużycia ogółem) będzie pochodzić z energii odnawialnej<sup>4</sup>. Przewiduje się, że 55% całej energii odnawialnej zostanie wykorzystane przy produkcji ciepła i chłodu (5,9 mln toe). W drugiej kolejności do wypełnienia celu przyczyni się wykorzystanie energii odnawialnej przy produkcji energii elektrycznej (2,8 mln toe, co stanowi 26% energii odnawialnej ogółem). Szczegółowe dane przedstawia poniższy wykres.

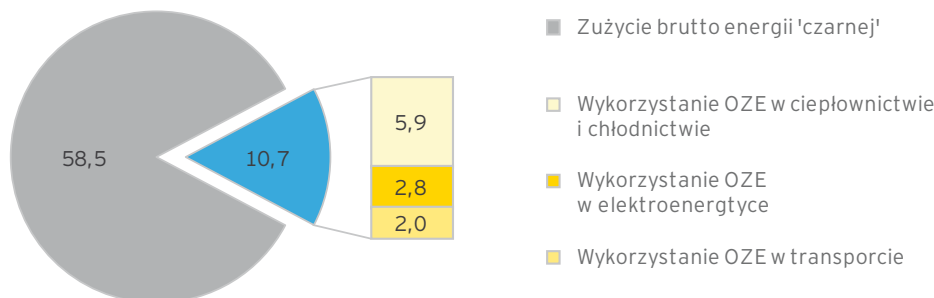
<sup>3</sup> W tym 10 % udziału energii ze źródeł odnawialnych w transporcie.

<sup>4</sup> Pozwoli to na osiągnięcie 15,5% wskaźnika udziału energii odnawialnej w zużyciu całkowitym energii brutto.



**Wykres 2. Planowany udział energii odnawialnej w zużyciu energii finalnej brutto w 2020 w Polsce**

Łączne zużycie = 69,2 mln toe



Źródło: Opracowanie własne na podstawie KPD

Na poziomie krajowym głównym obowiązującym aktem prawnym, który dotyczy energetyki odnawialnej jest ustawa Prawo energetyczne z 10 kwietnia 1997 roku (dalej „Ustawa PE”), wraz z rozporządzeniem wykonawczym w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej z dnia 14 sierpnia 2008 roku (dalej „Rozporządzenie OZE”). Oba akty prawne definiują ramy prawne dla systemu wsparcia dla OZE w Polsce i określają jego kluczowe elementy:

- ▶ system przyznawania i umarzania świadectw pochodzenia,
- ▶ obowiązek zakupu energii elektrycznej z OZE,
- ▶ zwolnienie energii elektrycznej z akcyzy,
- ▶ dodatkowe zwolnienia dla małych źródeł OZE o mocy nie większej niż 5 MW, w tym ograniczenie opłaty za przyłączenie do połowy rzeczywistych nakładów.

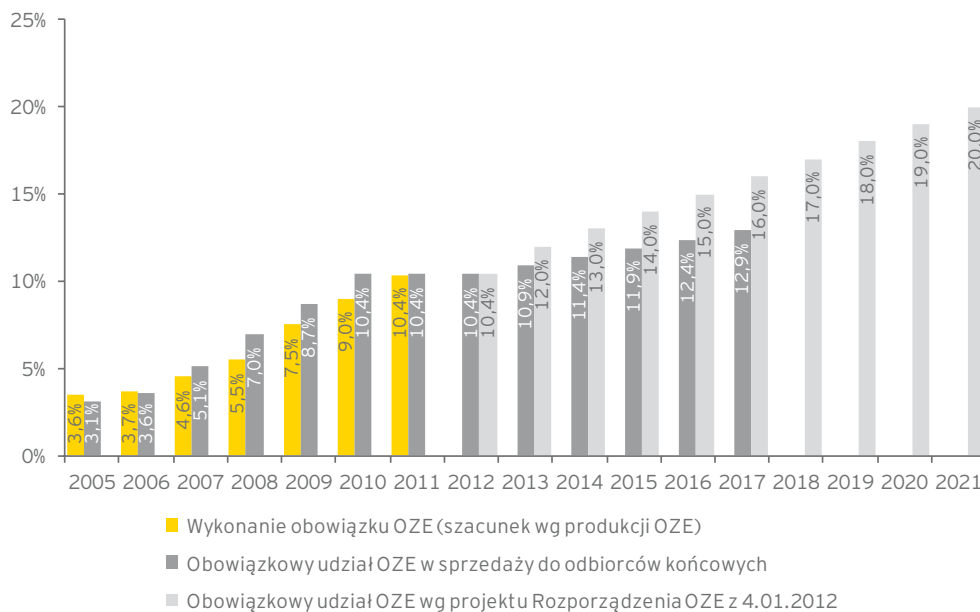
Główne elementy systemu wsparcia dla energetyki odnawialnej w Polsce zostały scharakteryzowane w dalszej części rozdziału.

### 1.1.1 Mechanizm przyznawania i umarzania świadectw pochodzenia

Ustawa PE nakłada głównie na przedsiębiorstwa energetyczne sprzedające energię do odbiorców końcowych obowiązek zapewnienia określonego udziału energii elektrycznej pochodzącej z OZE. Obowiązek ten może być wypełniony poprzez przedstawienie do umorzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki świadectw pochodzenia (dalej „SP”) lub uiszczenie opłaty zastępczej.

Udział procentowy energii elektrycznej z OZE w sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych wyznaczony jest Rozporządzeniem OZE. W 2011 i 2012 roku wynosi on 10,4%. Należy podkreślić, że poziom obowiązku jest podstawowym czynnikiem kształtującym popyt na SP, który z kolei ma wpływ na ich wartość rynkową. Na poniższym wykresie zestawiono obowiązkowy poziom sprzedaży energii odnawialnej w latach 2005–2021 i szacowane wykonanie obowiązku odnośnie udziału energii elektrycznej z OZE w bilansie sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym.

**Wykres 3. Poziom obowiązkowego udziału energii odnawialnej w sprzedaży energii do odbiorców końcowych w latach oraz szacowany poziom realizacji obowiązku OZE w latach 2005-2017<sup>5</sup>**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie Rozporządzenia OZE oraz danych URE i ARE

W związku ze wspomnianą wcześniej zasadą uznającą, w przypadku braku SP, wypełnienie obowiązku OZE poprzez uiszczenie opłaty zastępczej, cena rynkowa SP jest ściśle związana z wysokością jednostkowej opłaty zastępczej. Jednostkowa opłata zastępcza (dalej „ $O_{zj}$ ”) została ustalona Ustawą PE na poziomie 240 PLN/MWh w 2005 roku. Kwota ta była indeksowana rocznie wskaźnikiem inflacji i w 2011 roku wynosiła 274,92 PLN/MWh. Analogicznie wzrastała cena SP zarówno w transakcjach pozasesyjnych jak i na rynku giełdowym Towarowej Giełdy Energii (dalej „TGE”). Ze względu na zwolnienie energii odnawialnej z podatku akcyzowego od marca 2009 roku<sup>6</sup>, cena SP przekraczała nawet poziom  $O_{zj}$ , w szczególności na rynku sesyjnym TGE. Notowania prowadzone przez TGE na rynku SP dotyczyły zatem dwojakiego rodzaju produktów:

- ▶ PMOZE - prawa majątkowe do SP dla energii elektrycznej wyprodukowanej z OZE, której określony w SP okres produkcji rozpoczął się przed 1 marca 2009 roku, a więc dla której nie obowiązywało zwolnienie z akcyzy;
- ▶ PMOZE\_A - prawa majątkowe do świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wyprodukowanej w OZE, której określony w świadectwie pochodzenia okres produkcji rozpoczął się od 1 marca 2009 roku, a więc dla której obowiązywało zwolnienie z akcyzy.

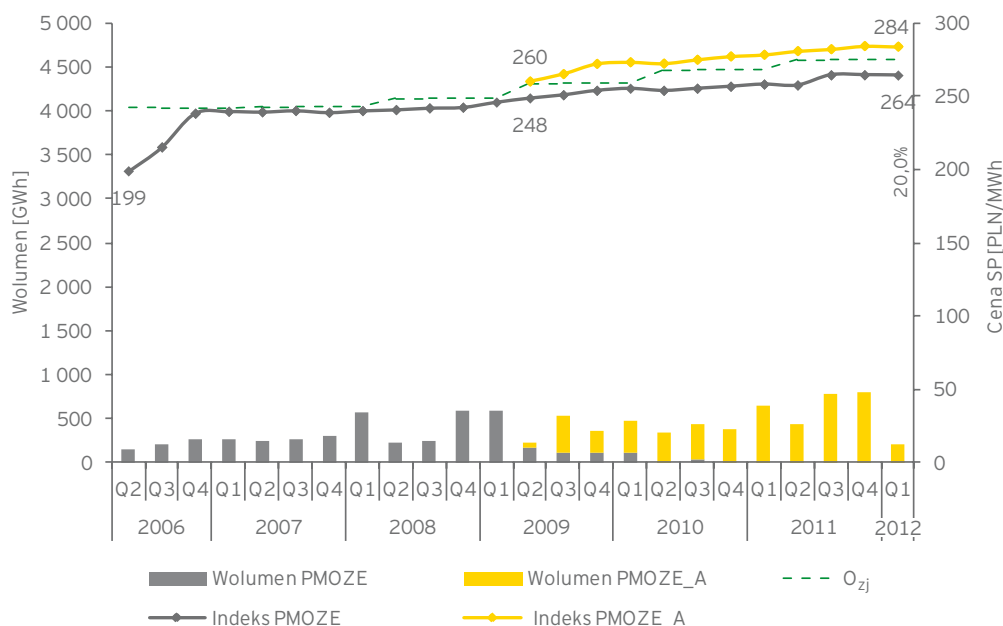
Od połowy 2009 roku na sesjach giełdowych Rynku Praw Majątkowych (dalej „RPM”) dokonywano głównie transakcji dotyczących PMOZE\_A. Z reguły nie dokonywano transakcji dotyczących PMOZE, a jeśli do nich dochodziło to dotyczyły one nieznaczących wolumenów PMOZE. W pierwszym kwartale 2012 roku indeks PMOZE\_A wynosił ok. 284 PLN/MWh. Jest to cena o ok. 9 PLN/MWh złoty większa niż  $O_{zj}$ . Szczegółowe dane przedstawione są na wykresie poniżej.

<sup>5</sup> Minister Gospodarki dnia 4 stycznia 2012 roku przedstawił projekt Rozporządzenia OZE, który zakłada znaczące podniesienie i przedłużenie do 2021 roku progów procentowych dotyczących obowiązkowego udziału OZE w sprzedaży do odbiorców koczowych.

<sup>6</sup> Ustawa o podatku akcyzowym z dnia 6 grudnia 2008 roku.



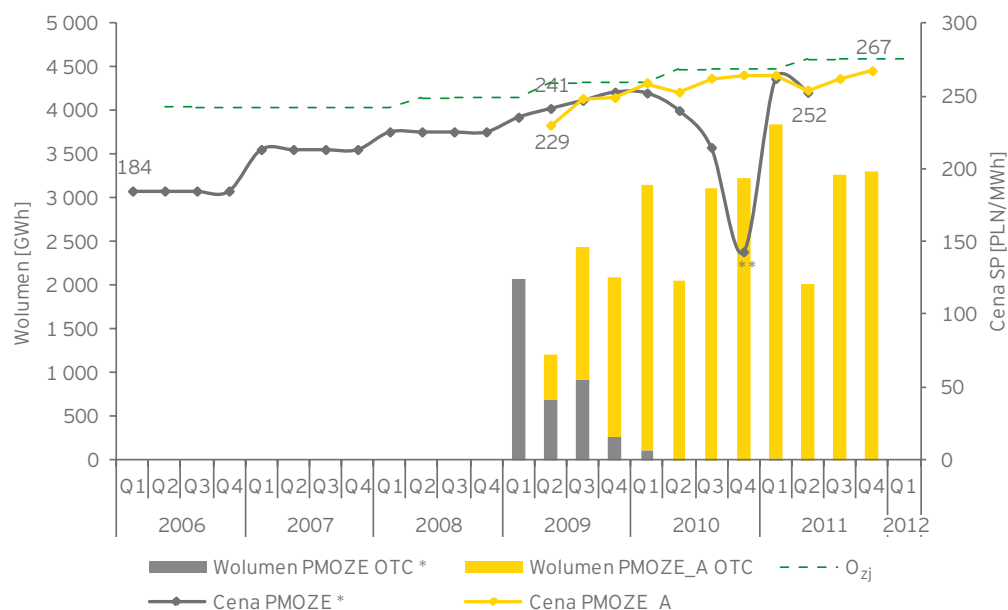
**Wykres 4. Cena SP w transakcjach na sesji giełdowej RPM rozliczanych przez TGE w latach 2006 - 2012**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE

Funkcjonujący równolegle do rynku sesyjnego rynek pozasesyjny (tzw. over-the-counter - OTC) ma większe znaczenie z uwagi na dużo większą płynność. Na rynku OTC w 2011 roku dokonano transakcji o łącznym wolumenie przekraczającym 12,4 TWh. W tym samym czasie na rynku sesyjnym dokonano transakcji na prawie 2,7 TWh czyli o prawie 5 razy mniejszym wolumenie. Rynek OTC charakteryzuje nie tylko większa płynność, ale także z reguły niższa cena obu typów praw majątkowych. Średnia cena PMOZE\_A na rynku OTC w ostatnim kwartale 2012 roku wynosiła ok. 267 PLN/MWh. Cena ta jest o ok. 8 PLN niższa niż O<sub>zj</sub> na 2011 rok i o ok. 17 PLN niższa niż cena w transakcjach sesyjnych. Na rynku pozasesyjnym dokonywano również transakcji dotyczących PMOZE (dla energii elektrycznej wytworzonej przed 1 marca 2009), ale - tak jak na rynku sesyjnym - były to transakcje o nieznaczącym wolumenie. Poniżej zaprezentowano dane dotyczące rynku pozasesyjnego na wykresie.

**Wykres 5. Cena SP w transakcjach pozasesyjnych w latach 2006 - 2011**



\* Brak pełnych danych sprzed 2009 roku.

\*\* Z uwagi na nieznaczące wolumeny obrotu PMOZE, pojedyncze transakcje miały wpływ na zmienność ceny PMOZE, w tym na spadek cen poniżej 150 PLN/MWh w czwartym kwartale 2010 roku.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE



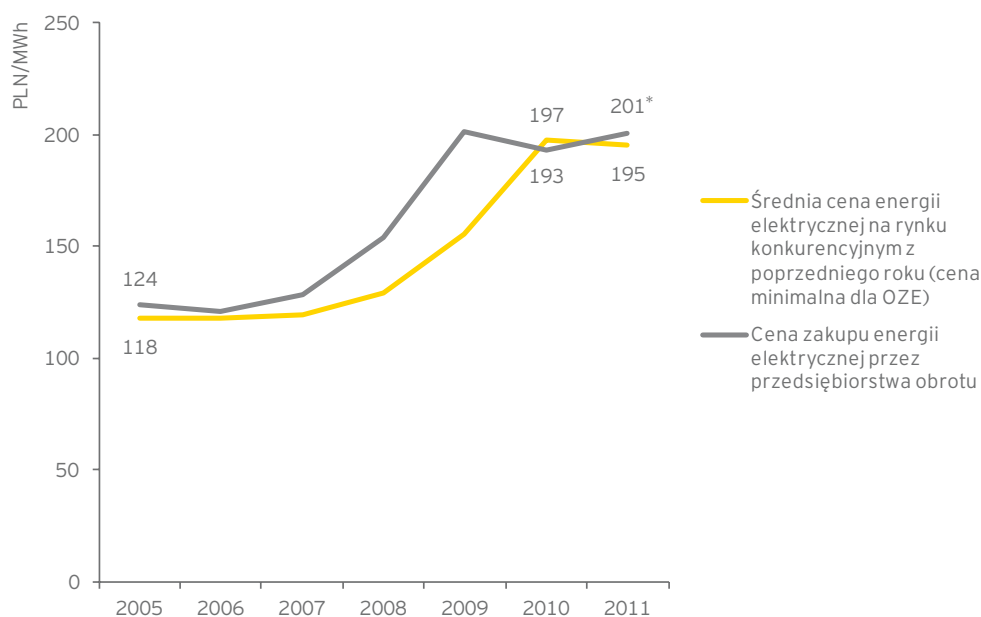
Z analizy cen uzyskiwanych na sesji giełdowej RPM i w transakcjach pozasesyjnych wynika, że na sesji giełdowej RPM można uzyskać wyższą cenę za prawa majątkowe. Pomimo tego transakcje pozasesyjne dotyczą zdecydowanie większego wolumenu SP, a więc to rynek pozasesyjny jest głównym wyznacznikiem ceny rynkowej SP. Wynika to z faktu, że większość wolumenu SP jest odsprzedawana przez producentów energii elektrycznej w ramach kontraktów dwustronnych, często długoterminowych.

### 1.1.2 Obowiązek zakupu energii elektrycznej z OZE

Kolejnym mechanizmem wsparcia dla producentów OZE jest obowiązkowy zakup energii elektrycznej wyprodukowanej w OZE przez przedsiębiorstwo energetyczne dostarczające energię do użytkowników końcowych. Obowiązkowy zakup odbywa się po cenie nie mniejszej niż średnia cena energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim roku kalendarzowym. Cena ta nie odbiega znacząco od średniej ceny energii elektrycznej po jakiej przedsiębiorstwa obrotu zakupują energię elektryczną.

W 2011 roku producent energii z OZE mógł sprzedać ją za minimum 195 PLN/MWh. Dane za 3 kwartały 2011 roku wskazują, że średnia cena energii elektrycznej kupowanej przez przedsiębiorstwa wyniosła 201 PLN/MWh. W 2010 roku, z uwagi na spadek średnich cen energii elektrycznej na rynku, cena minimalna dla energii z OZE (197 PLN/MWh) była nieco wyższa niż średnia cena 1 MWh po jakiej kupowały energię przedsiębiorstwa obrotu (193 PLN/MWh). Dane zebrane od 2005 roku pokazują, że w dłuższym horyzoncie czasowym energia elektryczna z OZE była tańsza niż energia elektryczna na rynku. Poniższy wykres przedstawia ceny energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w latach 2005-2011.

**Wykres 6. Wysokość średniej ceny energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz średnia cena zakupu przez przedsiębiorstwa obrotu w latach 2005-2011**



\*Dane za 3 kwartały 2011.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie ARE i URE

Z analizy wynika, że cena energii elektrycznej wyprodukowanej w OZE nie powinna wpływać na zwiększenie kosztów odbiorców energii ponieważ jest zbliżona lub niższa od średnich cen zakupu energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa obrotu (na wykresie powyżej zaznaczonych linią szarą). Tylko w sytuacji znacznego spadku cen rynkowych energii elektrycznej cena minimalna energii z OZE wpływałaby na zwiększenie kosztów zakupu przedsiębiorstw obrotu.



## 1.2 Projektowane zmiany systemu wsparcia energetyki wiatrowej

W grudniu 2011 roku Ministerstwo Gospodarki przedstawiło projekt nowej ustawy o odnawialnych źródłach energii (dalej „projekt Ustawy OZE”), która miała na celu optymalizację systemu wsparcia dla OZE jak również uporządkowanie i uproszczenie przepisów prawa w zakresie energii wytwarzanej w OZE. Przygotowanie projektu nowej ustawy było również podyktowane koniecznością odzwierciedlenia Dyrektywy 2009/28/WE w prawie krajowym.

Zmiany, które zostały zaproponowane projektem Ustawy OZE obejmują w szczególności:

### 1. Wprowadzenie stałego okresu otrzymywania SP

Ustawa zakłada, że SP będzie przyznawane na 15 lat od momentu rozpoczęcia produkcji odnawialnej energii elektrycznej i ciepła lub oddania do użytku (dla nowych instalacji). Dodatkowo jednostki wytwórcze oddane do użytku przed 1997 rokiem będą wyłączone z systemu, chyba że dokonano w nich znaczących modernizacji.

### 2. Wprowadzenie nowego mechanizmu kalkulacji opłaty zastępczej

Ustawa wprowadza nowy sposób naliczania opłaty zastępczej. Jednostkowa opłata zastępcza będzie kalkulowana jako różnica pomiędzy opłatą wynoszącą 470 PLN/MWh a ceną energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym z poprzedniego roku kalendarzowego. Kalkulacja została przedstawiona we Wzorze 1:

$$(Wzór 1) \quad JO_z = O_{zj} - O_{ze}$$

Gdzie:

$JO_z$  - jednostkowa opłata zastępcza [PLN/MWh]

$O_{zj}$  - jednostkowa opłata wynosząca 470 PLN/MWh

$O_{ze}$  - średnia ceny sprzedaży energii elektrycznej w poprzednim roku kalendarzowym [PLN/MWh]

Jednostkowa opłata wynosi 470 PLN/MWh i będzie waloryzowana średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych z poprzedniego roku kalendarzowego. Zaproponowany w projekcie Ustawy OZE sposób kalkulacji opłaty zastępczej oznacza, że wysokość tej opłaty będzie powiązana z ceną energii elektrycznej na rynku.



### 3. Likwidacja mechanizmu określania ceny minimalnej dla obowiązkowego zakupu energii elektrycznej z OZE

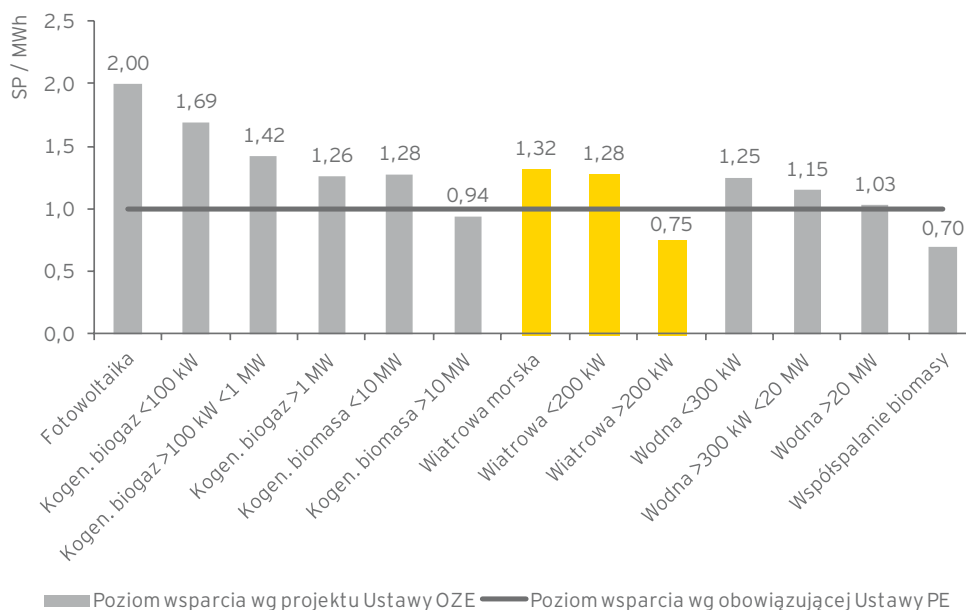
Projekt Ustawy OZE nie przewiduje kontynuowania obowiązku zakupu energii elektrycznej z OZE przez przedsiębiorstwa energetyczne. Równocześnie nie będzie obowiązywał mechanizm ustalania ceny minimalnej dla tych transakcji.

### 4. Zróżnicowanie ilości przyznawanych SP w zależności od technologii wytwarzania

Projekt Ustawy OZE przewiduje wprowadzenie współczynników korekcyjnych ilości przyznawanych SP za wyprodukowanie 1 MWh energii odnawialnej (elektrycznej lub ciepłej). Ich wartość będzie określana co 3 lata na okres kolejnych pięciu lat. Ze wstępnej propozycji Ministerstwa Gospodarki wynika, że najwyższy współczynnik korekcyjny otrzymają źródła fotowoltaiczne: 2 SP za 1 MWh, najniższy zaś współspalanie biomasy: 0,7 SP/MWh. Dla energetyki wiatrowej ustawa przewiduje 3 współczynniki korekcyjne:

- a) Dla mikroinstalacji poniżej 200 kW: współczynnik 1,28 SP/MWh,
- b) Dla instalacji powyżej 200 kW w tym wszystkich dużych lądowych elektrowni wiatrowych: współczynnik 0,75 SP/MWh,
- c) Dla morskiej energetyki wiatrowej: współczynnik 1,32 SP/MWh

**Wykres 7. Planowane współczynniki korekcyjne SP dla wybranych technologii**



Źródło: Prezentacja Ministerstwa Gospodarki z 22 grudnia 2011 roku


### 5. Umożliwienie przyznania SP za produkcję ciepła i chłodu oraz biogazu

Projekt Ustawy OZE przewiduje że SP można uzyskać również dla ciepła i chłodu wytworzonego w wysokosprawnej kogeneracji, jeśli jednostka wytwórcza zużywa jako paliwo biomasę, biogaz lub biopłynny. SP będzie również można uzyskać dla biogazu rolniczego lub energii elektrycznej wytworzonej z biogazu rolniczego. Ilość energii wytworzonej w takich źródłach będzie przeliczana na ekwiwalentną ilość energii elektrycznej wytworzonej z OZE.

Należy podkreślić, że do projektu Ustawy OZE zgłoszono szereg uwag i ostateczne zapisy ustawy mogą różnić się od przedstawionych powyżej. Nie ulega natomiast wątpliwości, że Ustawa OZE będzie miała kluczowe znaczenie dla obecnych i przyszłych farm wiatrowych w Polsce, w szczególności z punktu widzenia poziomu przychodów właściciela instalacji. Od uregulowań Ustawy OZE i jej aktów wykonawczych zależeć będzie bowiem wielkość przychodu ze SP (kluczowa rola współczynników korekcyjnych oraz jednostkowej opłaty) oraz ze sprzedaży energii elektrycznej (w szczególności jeśli zostałyby zniesiony obowiązek zakupu energii elektrycznej z OZE).

W przypadku farm wiatrowych na lądzie o mocy powyżej 200 kW zaproponowany został współczynnik korekcyjny na poziomie 0,75, w połączeniu ze zniesieniem obowiązku zakupu energii ze źródeł odnawialnych po gwarantowanej cenie, może to doprowadzić do sytuacji, w której zarówno eksploatacja istniejących farm jak i budowa nowych, nie będzie ekonomicznie opłacalna (tzn. brak będzie pokrycia kosztów związanych z budową i eksploatacją farmy). Brak opłacalności inwestycji w nowe źródła wiatrowe spowoduje, iż inwestorzy nie będą zainteresowani budową nowych farm wiatrowych a Polska znacząco spadanie w rankingu krajów konkurujących o inwestycje w sektor energetyki wiatrowej on-shore. Podsumowując należy stwierdzić, iż przyszłość sektora energetyki wiatrowej w Polsce będzie ściśle uzależniona od rozwiązań regulacyjnych związanych funkcjonowaniem systemu wsparcia dla inwestycji. Dotyczy to zarówno bezwzględnego poziomu wsparcia jak i jego stabilności i przewidywalności w długim okresie czasu.





## 2. Stan i prognozy rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce

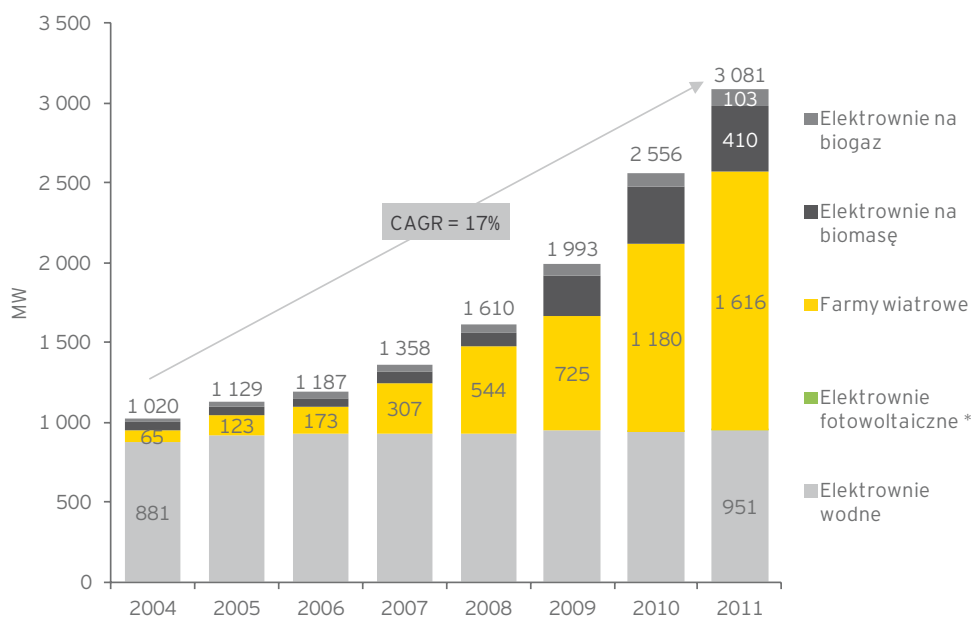


Uwarunkowania ekonomiczne przedstawione w poprzednim rozdziale funkcjonują w Polsce od 2005 roku i od tego czasu można mówić o rozwoju sektora energetyki wiatrowej. Niniejszy rozdział przedstawia stan rozwoju energetyki wiatrowej na koniec 2011 roku oraz podsumowanie potencjału rozwoju sektora w najbliższej przyszłości.

## 2.1 Moce energetyki wiatrowej i produkcja energii z wiatru w Polsce

W latach 2004-2011 moc wszystkich instalacji o charakterze OZE w Polsce wzrosła ponad trzykrotnie: z nieco powyżej 1 GW w 2004 do ponad 3 GW w 2011 roku. W głównej mierze wzrost ten wynikał z przyrostu mocy farm wiatrowych. W 2004 roku aż 86% mocy pochodziło z elektrowni wodnych (881 MW), a tylko 6% z farm wiatrowych (65 MW). W 2011 roku w strukturze wytwarzania OZE przeważały farmy wiatrowe (52% udziału w mocy OZE ogółem) ze 1 616 MW mocy. Moc elektrowni wodnych wynosiła ok 951 MW (31% mocy OZE). Pozostałe typy źródeł OZE (biogaz, biomasa, fotowoltaika) to łącznie 514 MW czyli 17% mocy zainstalowanej w OZE. Szczegółowe dane dotyczące mocy zainstalowanych w OZE prezentuje poniższy wykres. Zestawienie nie zawiera danych dotyczących jednostek współpalających biomasę.

**Wykres 8. Moc zainstalowana w OZE w Polsce w latach 2004-2011 (dane na koniec roku)**



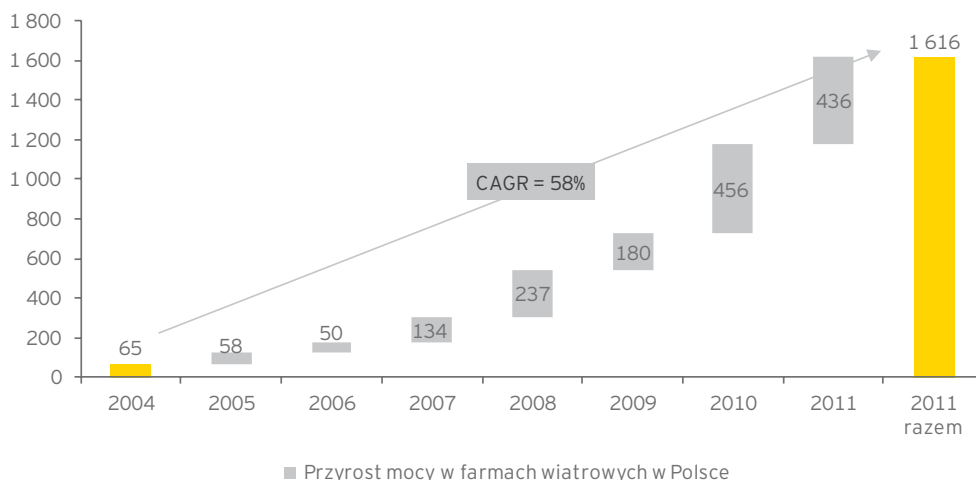
\* Z uwagi na znikomą moc (1 MW) elektrownie fotowoltaiczne są niewidoczne na wykresie.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych URE

O ile średni roczny wzrost mocy OZE ogółem wynosi 17% w latach 2004-2011, to moc farm wiatrowych przyrastała średnio o 58% rok do roku. W ciągu pierwszych trzech czyli do końca 2007 roku moc farm wiatrowych przyrosła pięciokrotnie i przekroczyła 300 MW. Jednak największe bezwzględne przyrosty mocy miały miejsce w latach 2010 - 2011 i wynosiły odpowiednio 456 i 436 MW. Na koniec 2011 roku moc zainstalowana farm wiatrowych wyniosła 1 616 MW.



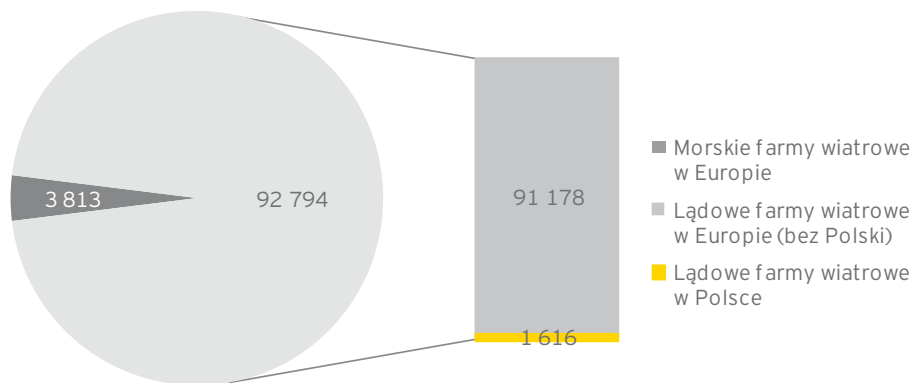
**Wykres 9. Przyrost mocy w farmach wiatrowych w Polsce w latach 2004-2011**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych URE

Pomimo znaczącego rozwoju rynku polskiego, moc zainstalowana w naszym kraju w źródłach wiatrowych stanowi ułamek mocy farm wiatrowych w Europie. Poziom mocy zainstalowanej w farmach wiatrowych w całej Europie na koniec 2011 roku osiągnął 96 607 MW, z czego przeważającą większość (96%) stanowiły lądowe farmy wiatrowe o mocy 92 794 MW. Moc zainstalowana w morskich farmach wiatrowych to 3 813 GW, czyli 4% mocy ogółem. W Polsce moc elektrowni wiatrowych wyniosła roku 1 616 MW, co stanowiło 2% mocy farm wiatrowych w Europie i w całości pochodziła z lądowych farm wiatrowych.

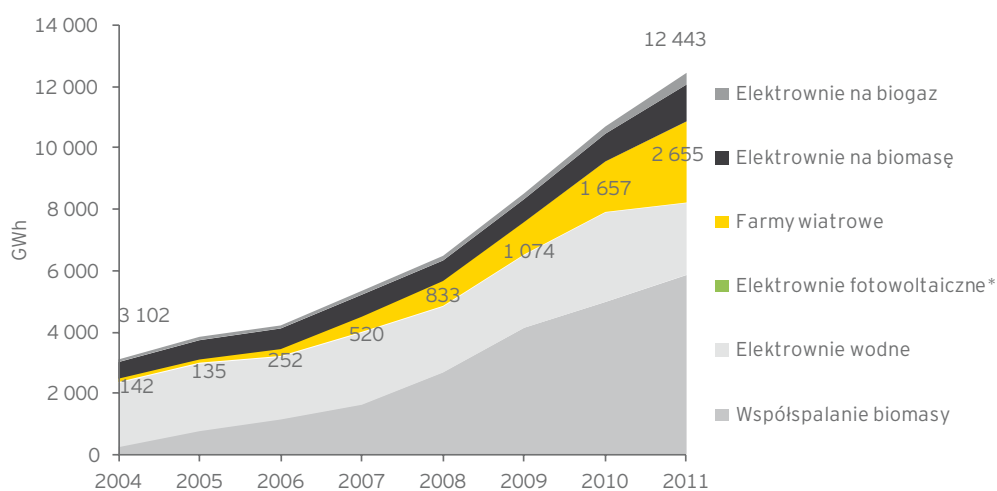
**Wykres 10. Moc zainstalowana w farmach wiatrowych w Europie w 2011 roku (w MW)**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie EWEA

Wraz ze wzrostem mocy OZE w Polsce wzrastała produkcja energii odnawialnej. Łączna produkcja energii odnawialnej w 2004 roku wynosiła 3 102 GWh, a w 2011 roku 12 443 GWh. Farmy wiatrowe wyprodukowały w 2004 roku niecałe 5% odnawialnej energii (142 GWh). W 2011 roku farmy wiatrowe wyprodukowały już 2 655 GWh energii elektrycznej, co stanowiło 21% całej produkcji energii odnawialnej. W związku z tym, po raz pierwszy farmy wiatrowe stały się w 2011 roku drugim źródłem OZE pod względem wielkości produkcji energii elektrycznej (największe znaczenie w bilansie produkcji miało współspalanie biomasy, z którego pochodziło 47% odnawialnej energii elektrycznej).

**Wykres 11. Produkcja energii elektrycznej przez OZE w Polsce ze szczególnym uwzględnieniem produkcji farm wiatrowych w latach 2004-2011**



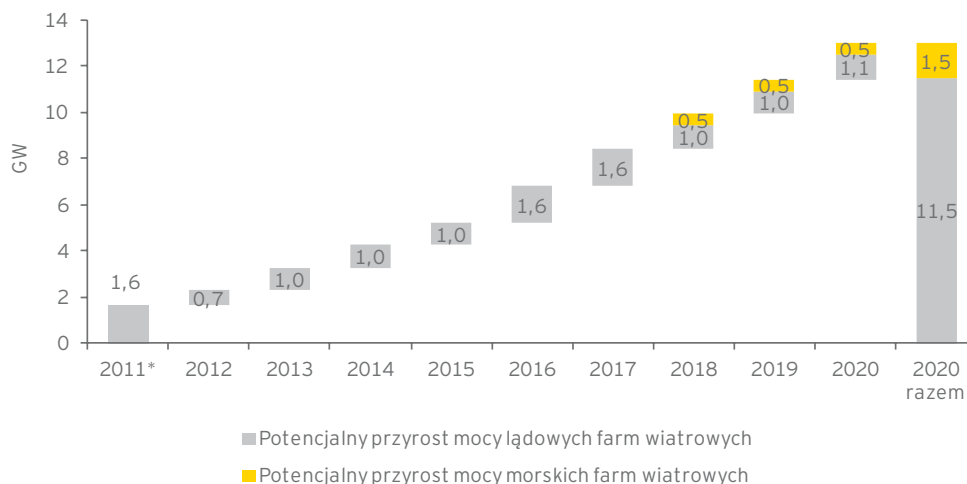
\*Ze względu na znikomą ilość energii elektrycznej wygenerowanej przez elektrownie fotowoltaiczne nie są one widoczne na wykresie.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ARE

## 2.2 Potencjał rozwoju energetyki wiatrowej

W oparciu o szacunki przeprowadzone przez Instytut Energetyki Odnawialnej na zlecenie PSEW w 2009 roku<sup>7</sup> możliwe jest, aby w perspektywie do roku 2020 powstały w Polsce farmy wiatrowe o łącznej mocy ok. 13 GW. Przewiduje się, że do końca 2020 roku będzie działało ok. 1,5 GW morskich farm wiatrowych<sup>8</sup> oraz 11,5 GW lądowych farm wiatrowych (w tym 0,6 GW w instalacjach poniżej 100 kW).

**Wykres 12. Potencjalny przyrost mocy elektrowni wiatrowych w Polsce w latach 2011-2020**



\* Dane historyczne.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: *Wizja rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce do 2020 roku*, IEO, 2009

Należy podkreślić, iż ocena potencjału energetyki wiatrowej wskazuje, że plany dalszych inwestycji w Polsce nie powinny być ograniczone przez warunki wietrzności na lądzie czy w morskiej strefie ekonomicznej. Wynika to z faktu, że potencjał techniczny uwzględniający ograniczenia środowiskowe to aż 600 GW w przypadku energetyki wiatrowej na lądzie i ok. 20 GW na morzu<sup>9</sup>. Ostatnie oceny potencjału technicznego energetyki wiatrowej na morzu wskazują nawet na możliwość zainstalowania 35 GW w polskiej strefie ekonomicznej<sup>10</sup>.

Pomimo pozytywnych ocen organizacji branżowych prognozy przyrostu mocy wykonane w trakcie przygotowania Polityki Energetycznej Polski do 2030 roku oraz prognozy ujęte w KPD są dużo niższe. Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku przewiduje niewiele ponad 6 GW mocy zainstalowanej w energetyce wiatrowej w 2020 roku. Z kolei KPD mówi o 5,6 GW w lądowych farmach wiatrowych, 0,5 GW w morskich farmach wiatrowych oraz 0,55 GW w małych instalacjach (nie precyzując co oznacza „mała instalacja”).

Z uwagi na brak istotnych ograniczeń warunków wietrzności, wydaje się, że decydujące znaczenie dla przyszłego rozwoju sektora energetyki wiatrowej będzie miało kilka elementów:

- ▶ opłacalność ekonomiczna inwestycji,
- ▶ wprowadzenie nowych uregulowań prawnych dla energetyki odnawialnej Ustawą OZE oraz jej finalny wpływ na wsparcie otrzymywane przez lądowe i morskie farmy wiatrowe,
- ▶ rozbudowa infrastruktury sieciowej i przyszłe uregulowania prawne w zakresie przyłączania źródeł energii odnawialnej do sieci,
- ▶ rozwój technologii wytwarzania energii elektrycznej z wiatru, w tym w szczególności skala spadku nakładów inwestycyjnych.

7 *Wizja rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce do 2020 roku*, IEO 2009.

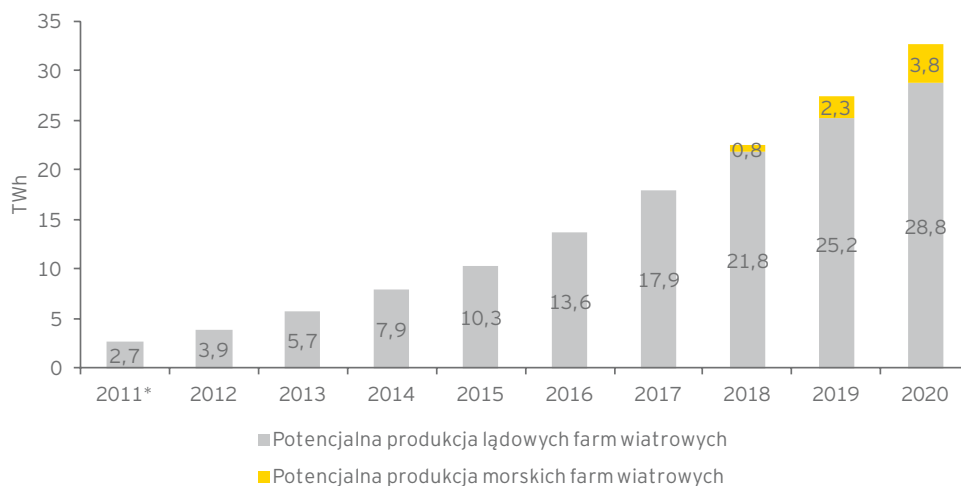
8 Wg nowszych szacunków Fundacji na rzecz Energetyki Zrównoważonej (Analiza wymaganego poziomu wsparcia dla morskich elektrowni wiatrowych w Polsce w perspektywie do 2025 roku, styczeń 2012) do 2020 roku możliwe będzie wybudowanie 0,95 GW, a do 2025 roku 5 GW morskich farm wiatrowych w polskiej strefie ekonomicznej.

9 *Wizja rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce do 2020 roku*, IEO 2009.

10 *Możliwości wykorzystania polskich obszarów morskich do rozwoju energetyki wiatrowej*, J. Gajewski, K. Szeffler, B. Hac, J. Zaucha, Instytut Morski w Gdańsku, materiały z konferencji Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej 2011.

Zakładając że lądowe farmy wiatrowe osiągną w 2020 roku wskaźnik wykorzystania mocy równy 30%, a morskie farmy wiatrowe będą charakteryzowały się wskaźnikiem na poziomie co najmniej 35% to przy przedstawionym wcześniej scenariuszu przyrostu mocy produkcja energii elektrycznej w 2020 roku z farm wiatrowych mogłaby osiągnąć 32,6 TWh. Jest to znacząco więcej niż cała produkcja odnawialnej energii elektrycznej obecnie w Polsce (12,5 TWh). Szczegółowe informacje w zakresie zakładanej produkcji farm wiatrowych w Polsce do 2020 roku zostały przedstawione na wykresie poniżej.

**Wykres 13. Prognozowana roczna produkcja energii elektrycznej farmy wiatrowych w Polsce w latach 2011 - 2020**



\* Dane historyczne.

Źródło: Opracowanie własne





## 2.3 Główne podmioty i farmy wiatrowe na polskim rynku

Do celów Raportu zidentyfikowano 859 pracujących turbin o łącznej mocy 1 513 MW. Zidentyfikowane turbiny pracują w 118 instalacjach wiatrowych, a więc w farmie wiatrowej pracuje średnio ok. 7 turbin wiatrowych. Jednak ponad połowa, bo 66 instalacji to farmy wiatrowe lub pojedyncze turbiny o mocy równej i mniejszej niż 5 MW. Średnia moc turbiny we wszystkich zidentyfikowanych instalacjach to 1,2 MW, ale dla 52 największych instalacji o mocy powyżej 5 MW średnia wielkość turbiny wynosi już 2 MW. Największymi turbinami pracującymi w Polsce są 3-megawatowe turbiny Vestas, pracujące w trzech lokalizacjach: Karcinie, Pągowie i farmie Goldap/Wronki.

Głównych właścicieli zidentyfikowanych farm wiatrowych zaprezentowano w tabeli obok. Większość właścicieli dużych farm wiatrowych to podmioty zagraniczne. Iberdrola jest liderem rynku ze 192 MW mocy. Kolejne pozycje zajmują Vortex i EDP. Powyżej 100 MW mają w Polsce również Dong oraz RWE. Wśród polskich grup energetycznych dominuje Tauron z 61 MW działającymi w dwóch farmach. PGE jest właścicielem jednej działającej farmy wiatrowej o mocy 30 MW. Pozostałe instalacje o mocy mniejszej niż 10 MW (łącznie ich moc wynosi 209 MW) to rynek dużo bardziej rozdrobniony, gdzie można zidentyfikować ponad 40 innych właścicieli, wśród których są także osoby fizyczne.

Analiza rozmieszczenia działających turbin wskazuje, że najwięcej turbin znajduje się w północnej i centralno-zachodniej części Polski. Województwa pomorskie i zachodniopomorskie oraz wielkopolskie to najbardziej atrakcyjne dla inwestorów tereny, na których wzniesiono najwięcej instalacji. Najmniej turbin znajduje się we wschodniej i południowej części kraju (oprócz woj. podkarpackiego). Mapa zaprezentowana na stronie 28 niniejszego Raportu obrazuje rozmieszczenie zidentyfikowanych farm wiatrowych o mocy powyżej 5 MW.

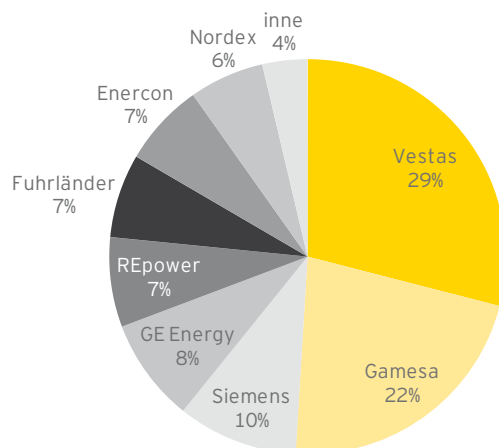
Dostawcą większości pracujących w Polsce turbin jest Vestas lub Gamesa, które posiadają łącznie ponad połowę rynku (uwzględniając łączną moc turbin). Innymi znaczącymi dostawcami turbin są Siemens, GE, REpower, Fuhrlander, Enercon i Nordex. Szczegółowe dane przedstawia poniższy wykres.

**Tabela 2. Właściciele największych mocy wiatrowych w Polsce (dane na koniec 2011 roku)**

Właściciel	Moc instalacji [MW]
Iberdrola	192
Vortex	186
EDP Renewables	168
Dong	112
RWE Renewables Polska	108
E.ON	91
Invenergy	68
Tauron	61
RP Global	59
GDF Suez	50
Mitsui i J. Power	48
Eolica	42
Taiga Mistral	41
Acciona	38
Terna Energy Overseas	32
PGE	30
IKEA	28
PEP	22
EWG Elektrownie Wiatrowe	18
Eurowind	14
Inni	209
<b>Łącznie</b>	<b>1616</b>

Źródło: Opracowanie własne

**Wykres 14. Udział dostawców turbin wiatrowych na rynku polskim (dane na koniec 2011 roku) mierzony mocą zainstalowaną turbin**



Źródło: Opracowanie własne


**Rysunek 1. Przybliżone lokalizacje zidentyfikowanych farm wiatrowych o mocy powyżej 5 MW w kolejności wg mocy zainstalowanej (stan na 31 grudnia 2011 roku)**



Lp	Farmy wiatrowe działające	Moc farmy [MW]	Lp	Farmy wiatrowe działające	Moc farmy [MW]	Lp	Farmy wiatrowe działające	Moc farmy [MW]	Lp	Farmy w fazie uruchomienia / zaawansowanej budowy	Moc farmy [MW]
1	Margonin	120,0	19	Śniatowo	32,0	37	Hnatkowiec-Orzechowice	12,0	1	Darlowo	80,0
2	Karścina	90,0	20	Lipniki / Kamiennik	30,8	38	Łęki Dukielskie	10,3	2	Żuromin	60,0
3	Wielkopolska	52,5	21	Jagniątkowo (Lake Ostrowo)	30,6	39	Gnieźdźzewo	10,0	3	Pagów	51,0
4	Karcino	51,0	22	Kamięński	30,0	40	Łębcz II	9,8	4	Pelplin	48,0
5	Tychowo	50,0	23	Wartkowo	30,0	41	Lisewo I	8,4	5	Łukaszów	34,0
6	Tymień	50,0	24	Zagórze / Wolin	30,0	42	Łębcz	8,0	6	Kamionka	30,0
7	Goldap/Wronki	48,0	25	Karnice / Skrobotowo	29,9	43	Szadek	8,0	7	Modlikowice	24,0
8	Korsze	48,0	26	Bystra	24,0	44	Łębcz I	7,8	8	Czarnożyły	16,0
9	Zajączkowo	48,0	27	Kisielice / Łęgowo II	22,0	45	Brodowo	7,5	9	Wyszyny	6,0
10	Kobylnica	41,4	28	Puck / Gnieźdźzewo	22,0	46	Krukowo	7,5			349,0
11	Suwałki	41,4	29	Barowice	20,7	47	Żeńsko	7,5			
12	Kisielice	40,5	30	Jargoniew / Mołtowo	20,0	48	Darżyno	6,0			
13	Golice	38,0	31	Kutno / Krzyżanów	20,0	49	Konin	6,0			
14	Tychowo	34,5	32	Bukowsko	18,0	50	Krzęcin	60,0			
15	Dobrzyń	34,0	33	Cisowo	18,0	51	Sanniki	6,0			
16	Mogilno	34,0	34	Koniecwald	18,0	52	Bożejewiczki	6,0			
17	Inowrocław	32,0	35	Kisielice / Łęgowo III	18,0		Inne FW <= 5 MW	74,5			
18	Piecki	32,0	36	Gorzkowice / Szczepanowice	12,0		Inne niezidentyfikowane	104			

Źródło: Opracowanie własne

Pełna lista zidentyfikowanych farm i turbin wiatrowych została przedstawiona w końcowej części Raportu (Załącznik 4)



3. Koszt wytwarzania energii elektrycznej przez elektrownie wiatrowe w porównaniu do pozostałych technologii wytwarzania energii odnawialnej





Rozdział 3 przedstawia szacunkowe jednostkowe koszty wytworzenia energii elektrycznej w lądowych farmach wiatrowych w Polsce w porównaniu do innych technologii wytwarzania energii wg cen z 2011 roku. Pod uwagę wzięto różne technologie wytwarzania energii odnawialnej tj.:

- ▶ energię wiatru nad obszarami lądowymi i morskimi,
- ▶ biomasę,
- ▶ biogaz,
- ▶ wodę,
- ▶ energię słoneczną.

Technologie odnawialne zestawiono również dla porównania z dominującymi typami źródeł w Polsce czyli elektrowniami węglowymi (podano szacunek dla elektrowni wykorzystującej węgiel kamienny) oraz elektrowniami gazowymi. Z uwagi na toczące się prace nad projektem elektrowni atomowej, przedstawiono również przybliżone jednostkowe koszty produkcji energii elektrycznej w tego typu źródle.

Zestawienie podstawowych założeń dla projektów użytych w kalkulacji jednostkowego kosztu energii elektrycznej przedstawia tabela poniżej (pełne założenia przedstawiono w końcowej części Raportu: Załącznik 5).

**Tabela 3. Główne założenia kalkulacji jednostkowego kosztu energii elektrycznej w 2011 roku**

		Lądowe farmy wiatrowe	Morskie farmy wiatrowe	Biomasa (EC) *	Biogaz rolniczy (EC) *	Elektrownia wodna	Biomasa	Fotowoltaika	Węgiel kamienny	Gaz	Elektrownia atomowa
CAPEX	mln PLN/MW	6,6	13,6	10,7	14,4	18,5**	10,3	7,8	6,6	3,9	14,4
OPEX											
Koszty operacyjne stałe	PLN/kW	110	320	482	400	60	150	90	105	80	50
Cena paliwa	PLN/GJ	0	0	30	43	0	30	0	12	33	n/d
Koszty zmienne poza paliwem i CO <sub>2</sub>	PLN/MWh	35	25	7	8	0	12	10	12	8	50
Koszty CO <sub>2</sub> na MWh	PLN/MWh	0	0	0	0	0	0	0	42	21	0
Sprawność netto	%	n/d	n/d	65%	85%	n/d	40%	n/d	46%	58%	n/d
Czas wykorzystania mocy zainstalowanej	h/a	2300	3100	8000	6000	4000	7000	900	7000	7000	8000

\* Obejmuje koszty części ciepłowniczej.

\*\* Obejmuje koszt robót dotyczących gospodarki wodnej.

Źródło: Opracowanie własne

Kluczowymi parametrami w kalkulacji jednostkowego kosztu energii elektrycznej (dalej „JKEE”) dla danego typu technologii są koszty operacyjne i nakłady inwestycyjne jakie byłyby poniesione w przypadku budowy takiego źródła w 2011 roku. Kalkulacja odzwierciedlała również inne warunki rynkowe panujące w 2011 roku tj. ceny świadectw pochodzenia lub wysokość opłat zastępczych, kursy walut, ceny ciepła i paliw oraz inne obowiązujące w 2011 roku uwarunkowania regulacyjne.

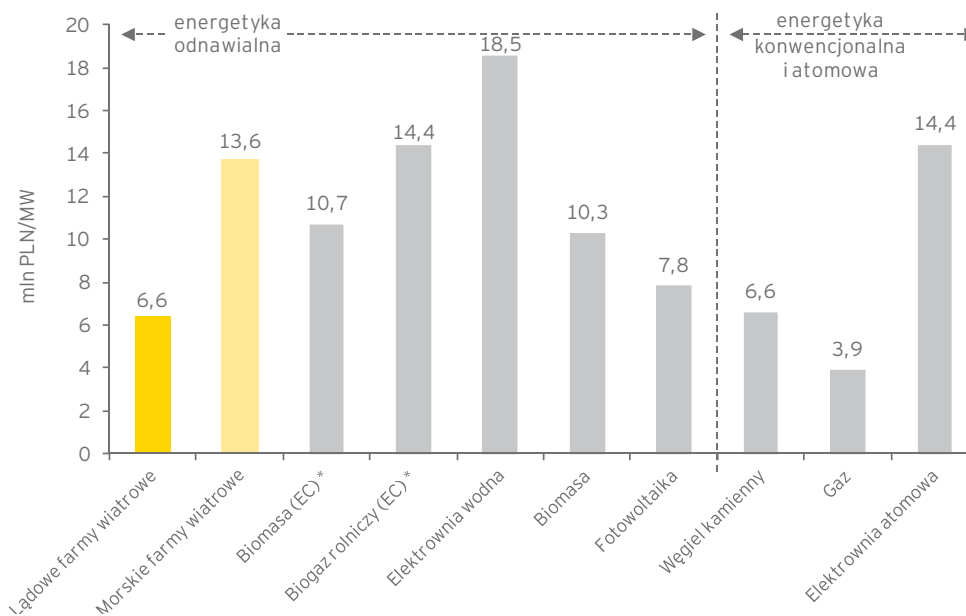
Należy podkreślić, iż kalkulacja JKEE została wykonana dla hipotetycznych nowych źródeł wytwórczych z uwzględnieniem oczekiwanej stopy zwrotu z zaangażowanego kapitału i szacunku kosztów na 2011 rok. W związku z tym JKEE nie obrazuje kosztów obecnie działających źródeł wytwórczych. Rezultaty uzyskane w kalkulacji mają charakter wyłącznie poglądowy i pokazują relacje kosztów pomiędzy różnymi technologiami wytwarzania energii elektrycznej.



### 3.1 Nakłady inwestycyjne

Jednym z głównych czynników kosztowych wpływających na JKEE są nakłady inwestycyjne. Lądowe farmy wiatrowe są obecnie najtańszą z rozpatrywanych technologii jeśli chodzi o nakłady inwestycyjne (dalej „CAPEX”) w przeliczeniu na 1 MW mocy zainstalowanej. Zarówno technologie oparte na biomasie, duże elektrownie wodne czy fotowoltaika wymagają wyższych nakładów inwestycyjnych. CAPEX innych technologii odnawialnych waha się od prawie 8 mln PLN/MW (fotowoltaika) do nawet ponad 18 mln PLN/MW w przypadku małych elektrowni wodnych, gdzie konieczne są prace budowlane związane z regulacją gospodarki wodnej. Obecny koszt inwestycji w morskie farmy wiatrowe to z kolei 13,6 mln PLN/MW, przy czym spodziewany jest w przypadku morskich farm wiatrowych znaczący spadek CAPEX w przyszłości. W przypadku elektrociepłowni podano łączny CAPEX obejmujący część ciepłowniczą i elektroenergetyczną. Wykres poniżej przedstawia nakłady inwestycyjne na lądowe farmy wiatrowe na tle innych technologii.

**Wykres 15. Nakłady inwestycyjne na 1 MW mocy zainstalowanej w różnych technologiach (na 2011 rok) w kolejności zgodnej z wynikami obliczeń JKEE**



\* Dotyczy łącznych kosztów na część ciepłowniczą i elektroenergetyczną.

Źródło: Opracowanie własne

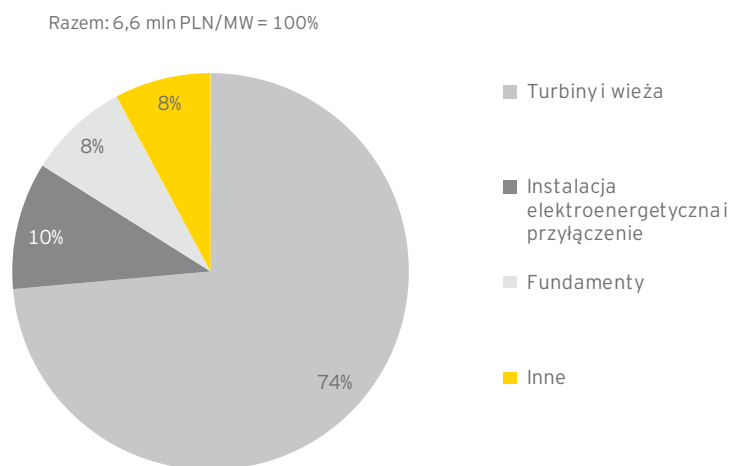
W 2011 roku średnie nakłady inwestycyjne na budowę lądowej farmy wiatrowej wyniosły około 6,6 mln PLN za 1 MW mocy zainstalowanej<sup>11</sup>. Głównym elementem nakładów był zakup i montaż wieży oraz turbiny (ok. 74% kosztów). Łącznie z instalacją elektroenergetyczną oraz przyłączeniem do sieci, turbiny i wieża stanowią 84% nakładów inwestycyjnych. Dalsze ok. 8% kosztów stanowi koszt fundamentu. Pozostałe koszty włącznie z kosztami przygotowania projektu to kolejne 8% łącznych nakładów inwestycyjnych. Podział nakładów inwestycyjnych przedstawiony został na wykresie poniżej.

11 Szacunki w oparciu o ankiety przeprowadzone na potrzeby Raportu.





**Wykres 16. Podział szacunkowych kosztów inwestycyjnych lądowej farmy wiatrowej (dane za 2011 rok)**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie wyników ankiety przeprowadzonej wśród przedsiębiorstw działających w sektorze energetyki wiatrowej - EY (2012a)



## 3.2 Koszty operacyjne

Koszty operacyjne (dalej „OPEX”) są kolejnym istotnym elementem wpływającym na cenę wyprodukowanej energii elektrycznej. Wśród technologii OZE to elektrownie wodne mają najniższy wpływ kosztów operacyjnych na koszt wytworzenia 1 MWh (15 PLN/MWh). Wpływ ten jest zdecydowanie wyższy dla źródeł, które spalają paliwa (koszt paliwa jest istotnym kosztem zmiennym) tj. biomasa i biogaz (tu wpływ OPEX na JKEE kształtuje się w przedziale 195-303 PLN/MWh). W przypadku elektrowni konwencjonalnych OPEX w przeliczeniu na 1 MWh wynosi 163 PLN/MWh (elektrownia na węgiel kamienny z uwzględnieniem pełnych kosztów CO<sub>2</sub>) i 246 PLN/MWh (elektrownia na gaz z uwzględnieniem pełnych kosztów CO<sub>2</sub>).

W przypadku farm wiatrowych z uwagi na różne konstrukcje umów zawartych pomiędzy właścicielem farmy wiatrowej a dostawcami występują duże różnice pomiędzy udziałem kosztów stałych i zmiennych w kosztach operacyjnych pomiędzy różnymi farmami wiatrowymi.

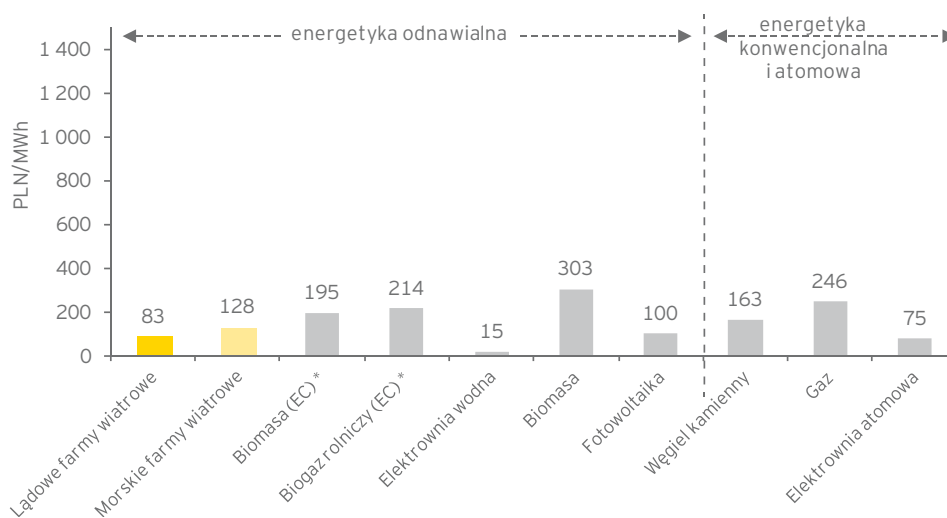
**Tabela 4. Typowe istotne koszty operacyjne lądowej farmy wiatrowej (dane za 2011 rok)**

Typowe koszty stałe	Typowe koszty zmienne
<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ utrzymanie i remonty</li> <li>▶ opłaty serwisowe stałe</li> <li>▶ dzierżawa</li> <li>▶ zarządzanie i opłaty stałe</li> <li>▶ ubezpieczenie</li> <li>▶ zużycie własne energii (przy stałym czasie przestoju)</li> <li>▶ podatki i opłaty</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ opłaty serwisowe zmienne</li> <li>▶ koszty bilansowania</li> </ul>
<b>Łączne koszty stałe: około 110 PLN/kW</b>	<b>Łączne koszty zmienne: około 35 PLN/MWh</b>

Źródło: Opracowanie własne na podstawie wyników ankiety przeprowadzonej wśród przedsiębiorstw działających w sektorze energetyki wiatrowej - EY (2012a)

Łączne koszty operacyjne stałe farmy wiatrowej zostały oszacowane na około 110 PLN/kW, a łączne koszty operacyjne zmienne na około 35 PLN/MWh. W przeliczeniu na 1 MWh wyprodukowanej energii elektrycznej całkowity OPEX lądowej farmy wiatrowej stanowi około 83 PLN.

**Wykres 17. Łączne koszty operacyjne w przeliczeniu na 1 MWh wyprodukowanej energii elektrycznej w kolejności zgodnej z wynikami obliczeń JKEE**



\*Z wyłączeniem OPEX przypadającego na produkcję ciepła.

Źródło: Opracowanie własne



## 3.3 Jednostkowy koszt energii elektrycznej farm wiatrowych

Poniżej przedstawiony został opis metodyki oszacowania jednostkowego kosztu wytwarzania energii w źródłach wytwórczych oraz kluczowe wyniki analiz prezentujące porównanie kosztów wytwarzania energii w farmach wiatrowych i pozostałych źródłach energii.

### 3.3.1 Metodyka kalkulacji jednostkowego kosztu energii elektrycznej

Jednostkowy koszt energii elektrycznej został oszacowany w oparciu o następujące kalkulacje oraz szczegółowe założenia zaprezentowane na końcu Raportu (Załącznik 5).

#### 1. Obliczenie całkowitych rocznych kosztów operacyjnych zmiennych i stałych danego typu źródła

W oparciu o założenia wyliczono szacunkowe roczne poziomy kosztów operacyjnych zmiennych i stałych. Dla źródeł emisyjnych koszty te obejmowały również zakup uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> przy założeniu braku alokacji darmowych uprawnień do emisji<sup>12</sup>.

#### 2. Oszacowanie rocznych kosztów kapitału oraz amortyzacji

Roczne koszty kapitału zostały wyliczone na bazie szacowanych nakładów inwestycyjnych na 1 MW mocy zainstalowanej przy założonej stopie zwrotu równej 10%. Amortyzacja została uwzględniona w kalkulacji obciążenia podatkowego i niezbędnych przychodów.

#### 3. Oszacowanie rocznych przychodów niektórych typów OZE ze sprzedaży ciepła, odpadów nawozowych oraz usług gospodarki wodnej

Jednostki wytwórcze OZE produkujące ciepło w wysokosprawnej kogeneracji osiągają dodatkowe przychody z tytułu sprzedaży świadectw pochodzenia z kogeneracji oraz sprzedaży ciepła. Dodatkowo przyjęto, że:

- ▶ biogazownia rolnicza będzie osiągać przychód ze sprzedaży masy organicznej z produkcji biogazu,
- ▶ elektrownia wodna będzie osiągać przychód związany z prowadzeniem gospodarki wodnej.

Wszystkie powyższe przychody uwzględniono w dalszych kalkulacjach celem oszacowania porównywalnego jednostkowego kosztu energii elektrycznej nie zaburzonego elementami dotyczącymi produkcji ciepła bądź innymi specyficznymi przychodami jednostki wytwórczej.

#### 4. Kalkulacja JKEE

W ostatnim kroku uwzględniono efekty podatkowe, inne specyficzne przychody opisane w punkcie 3. oraz założoną stopę zwrotu z kapitału. Pozwoliło to określić jaki powinien być roczny przychód ze sprzedaży energii elektrycznej danej jednostki wytwórczej. Iloraz rocznego przychodu przez roczny wolumen wyprodukowanej energii elektrycznej stanowi finalny wynik kalkulacji czyli JKEE.

<sup>12</sup> Z uwagi na fakt, iż nowe źródła mocy nie będą korzystały z darmowej alokacji.



### 3.3.2 Wyniki analizy

Należy podkreślić, iż kalkulacja JKEE została wykonana dla hipotetycznych nowych źródeł wytwórczych z uwzględnieniem oczekiwanej stopy zwrotu z zaangażowanego kapitału i szacunku kosztów na 2011 rok. W związku z tym JKEE nie obrazuje kosztów obecnie działających źródeł mocy. Rezultaty uzyskane w kalkulacji mają charakter wyłącznie poglądowy i pokazują relacje kosztów pomiędzy różnymi typowymi jednostkami wytwórczymi.

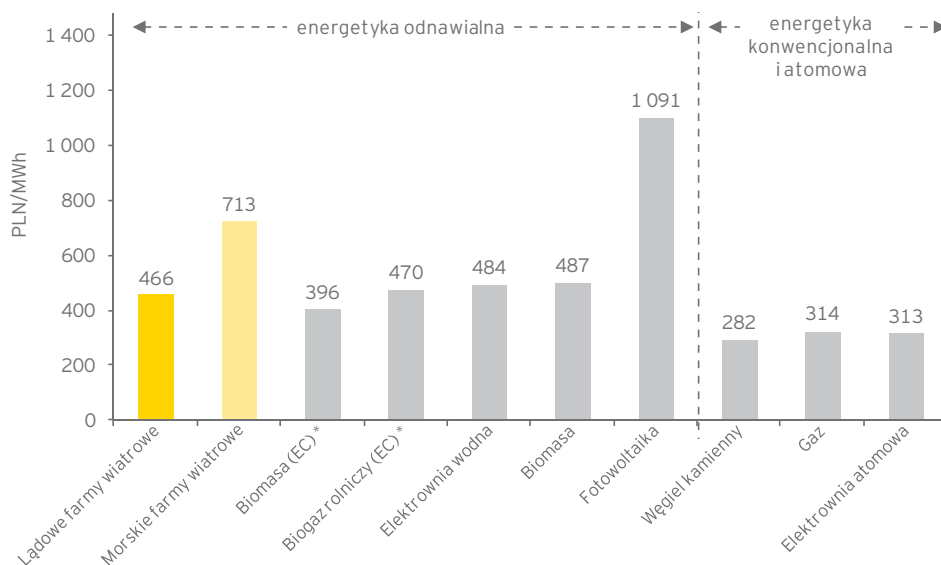
Opisana powyżej metodyka pozwala stwierdzić, że lądowe farmy wiatrowe są jednym z najtańszych źródeł energii odnawialnej w Polsce, ponieważ koszt wytworzenia 1 MWh w lądowych farmach wiatrowych to ok. 466 PLN/MWh. Jest to więcej niż koszt wytwarzania energii elektrycznej w technologii kogeneracji z biomasy (393 PLN/MWh) i nieco mniej niż koszt wytworzenia energii elektrycznej w elektrociepłowni opalanej biogazem rolniczym (znacząco droższy koszt uzyskania paliwa). Warto w tym miejscu zauważyć, że elektrociepłownia na biomasę czy biogaz jest de facto emitorem gazów cieplarnianych (pomimo że formalnie biomasa jest paliwem zero-emisyjnym w rozumieniu Systemu Handlu Emisjami), podczas gdy energia z farmy wiatrowej nie wymaga spalania paliwa i nie powoduje emisji gazów<sup>13</sup>.

Szacowany obecnie koszt 1 MWh z morskich farm wiatrowych jest znacząco większy i wynosi ok. 713 PLN. Wynika on przede wszystkim z większych kosztów kapitałowych (wyższe nakłady inwestycyjne wg cen z 2011 roku) oraz ponad dwukrotnie wyższych kosztów stałych. Niemniej jednak z uwagi na duży potencjał rozwoju tej technologii OZE możliwy jest znaczący spadek jednostkowego kosztu wytwarzania po udanym uruchomieniu pierwszych morskich farm wiatrowych w Polsce.

Z kolei wykorzystywanie biomasy w dużych kotłach energetycznych umożliwia osiągnięcie kosztu 487 PLN/MWh. Porównywalna z tą liczbą jest JKEE z małej elektrowni wodnej, zaś największy koszt wytworzenia energii elektrycznej charakteryzuje źródła fotowoltaiczne - głównie z uwagi na niski średni czas wykorzystania mocy zainstalowanej (ok. 1 000 godzin w roku).

Analiza wskazuje, że najtańszą z ekonomicznego punktu widzenia metodą produkcji energii elektrycznej pozostaje konwencjonalna energetyka węglowa i gazowa, o JKEE odpowiednio 282 i 314 PLN/MWh (przy założeniu braku darmowej alokacji uprawnień przy cenie 60 PLN/t CO<sub>2</sub>). Z kolei szacowany koszt energii z elektrowni atomowej wynosi 313 PLN/MWh, czyli na poziomie, który pozwoliłby tego typu jednostkom konkurować z nowymi blokami pracującymi w oparciu o paliwa kopalne. Wyniki kalkulacji JKEE zostały przedstawione na poniższym wykresie.

**Wykres 18. Szacunkowy jednostkowy koszt energii elektrycznej wytworzonej w nowych źródłach mocy (dane na 2011 rok)**



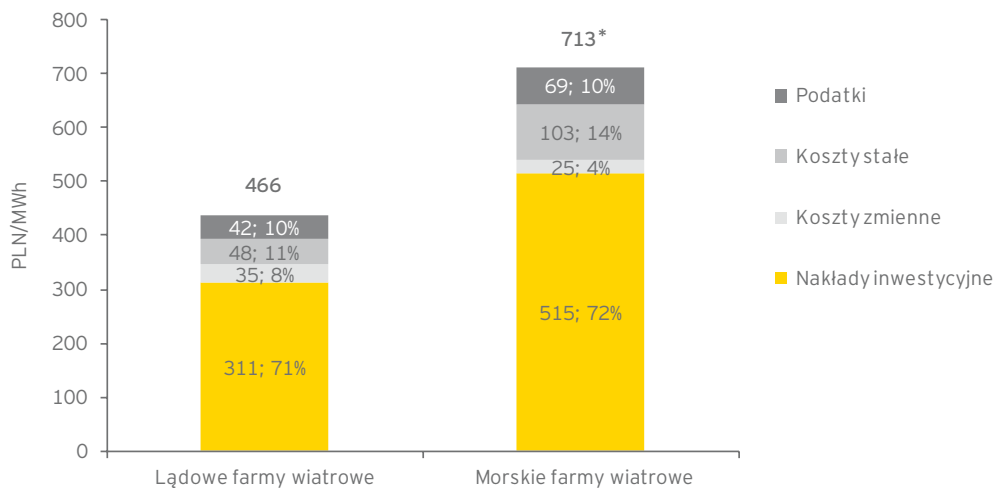
\* Kalkulacja uwzględnia wpływ osiągnięcia dodatkowych przychodów z kogeneracji i sprzedaży ciepła.

Źródło: Opracowanie własne

13 Osobną kwestią leżącą poza zakresem tego raportu jest problem posiadania rezerwy systemu elektroenergetycznego dla mocy zainstalowanej w farmach wiatrowych.

Analiza szczegółowych danych pozwala określić główne składowe JKEE dla farmy wiatrowej. Niewątpliwie największym czynnikiem kosztotwórczym są nakłady inwestycyjne. Nakłady inwestycyjne wpływają na około 71%-72% JKEE w przypadku zarówno lądowych farm wiatrowych jak i morskich farm wiatrowych. Koszty stałe i zmienne to kolejny istotny element JKEE decydujący o 18%-19% JKEE, przy czym w założonym przypadku udział kosztów stałych jest większy dla morskich farm wiatrowych. Podatki są w obu przypadkach elementem cenotwórczym bardziej istotnym od samych kosztów zmiennych i decydują o 10% JKEE.

**Wykres 19. Elementy kosztotwórcze JKEE dla farm wiatrowych w Polsce**



\*Koszty o dużym potencjale spadku ze względu na oczekiwaną krzywą uczenia się i w efekcie spadek kosztów inwestycyjnych.  
Źródło: Opracowanie własne

Potencjał dalszej redukcji JKEE dla farm wiatrowych jest znaczący jeśli chodzi o nakłady inwestycyjne. Redukcja CAPEX o 10% przyczyniłaby się do spadku JKEE prawie o 8% zarówno w przypadku morskich jak i lądowych farm wiatrowych. Zgodnie z zaprezentowanymi wcześniej informacjami dotyczącymi elementów CAPEX lądowej farmy wiatrowej (Wykres 16) dalszy spadek kosztu turbin oraz wykonania instalacji elektroenergetycznej i przyłącza może być istotnym determinantem JKEE w przyszłości. Niemniej jednak, spadek nakładów inwestycyjnych może dotyczyć głównie energetyki wiatrowej na morzu. W przypadku farm wiatrowych na lądzie spadek CAPEX na MW mocy zainstalowanej może być znaczący mniejszy, co wynika z konieczności zastosowania coraz wyższych wież oraz niezmienności pozostałych kosztów inwestycyjnych.

W równie istotnym stopniu na JKEE lądowych farm wiatrowych wpływa wskaźnik wykorzystania mocy. Zgodnie z przedstawionymi założeniami (Załącznik 5) przyjęto, że średnio rocznie lądowa farma wiatrowa pracuje z pełną mocy przez 2300 godzin w roku (wskaźnik wykorzystania mocy równy 26%). Jest to więcej niż wynosi średnia dla całej energetyki wiatrowej w Polsce (włączając w to również małe turbiny), która szacowana jest na 21%-23%.



A photograph of a white wind turbine on a grassy hill. The turbine's tower and nacelle are visible, with one blade pointing upwards. The sky is bright blue with scattered white clouds. In the foreground, there is a dirt path leading towards the turbine. The overall scene is bright and clear.

## 4. Efekty makroekonomiczne rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce



Ocena znaczenia energetyki wiatrowej dla gospodarki Polski została przeprowadzona na podstawie analizy oddziaływania istniejących oraz nowych mocy wytwórczych, jak również inwestycji związanych z rozwojem przemysłu produkującego elementy konstrukcyjne wież wiatrowych (oraz w mniejszym zakresie podzespoły turbin), w podziale na:

- ▶ gospodarkę kraju, oraz
- ▶ gospodarkę regionalną.

Oba kanały wpływu na gospodarkę mają szczególne uwarunkowania oraz specyficzną charakterystykę, która znajduje swoje odzwierciedlenie w możliwych podejściach do ewaluacji zarówno zakresu oddziaływania, jak i skali ich znaczenia. W ramach niniejszego podrozdziału wykorzystano metodyki własne oraz opracowania European Wind Energy Association (dalej EWEA) dotyczące analizy znaczenia energetyki wiatrowej. Dodatkowym źródłem informacji były ankiety przeprowadzone wśród przedsiębiorstw z sektora oraz gmin, w których zlokalizowano takie inwestycje.

## 4.1 Wpływ inwestycji w farmy wiatrowe na gospodarkę krajową

### 4.1.1. Nakłady inwestycyjne w sektorze energetyki wiatrowej

Podstawowym kanałem oddziaływania energetyki wiatrowej na gospodarkę kraju są nakłady ponoszone na realizację inwestycji w farmy wiatrowe. Z ankiet przeprowadzonych wśród przedsiębiorstw działających w sektorze energetyki wiatrowej w Polsce<sup>14</sup> wynika, że uśredniony CAPEX na 1 MW mocy wyniósł w latach 2007-2011 ok. 6,9 mln PLN<sup>15</sup>. Przy założeniu, że pozostałe firmy z sektora również ponosiły porównywalne nakłady na 1 MW mocy, oznaczałoby to, że inwestycje w sektorze wyniosły dotychczas ok. 11 mld PLN<sup>16</sup>. Jednak ze względu na brak znaczącego przemysłu związanego z produkcją zarówno turbin, jak i masztów wiatrowych w Polsce, kwota ta nie w pełni oddaje faktyczną wartość środków zainwestowanych w kraju (w Europie, średnio 76% wartości nakładów na każdy MW mocy w energetyce wiatrowej jest związanych z kosztem zakupu turbin oraz masztów)<sup>17</sup>. W Polsce, zdaniem ankietowanych przedsiębiorstw, 27% nakładów na MW mocy w energetyce wiatrowej pozostaje w kraju (są to koszty związane z przyłączeniem do sieci energetycznej, usługi eksperckie i finansowe, budowa dróg dojazdowych oraz instalacja turbiny). Z kolei z kwoty pozostającej w kraju, do regionu inwestycji (zakres obejmujący w przybliżeniu obszar powiatu, w którym zlokalizowano inwestycję) trafia ok. 53% (głównie prace budowlane związane z fizyczną instalacją farmy wiatrowej). Schemat obrazujący szacunkowy podział środków związanych z inwestycjami w nowe moce w energetyce wiatrowej przedstawia Wykres 20.

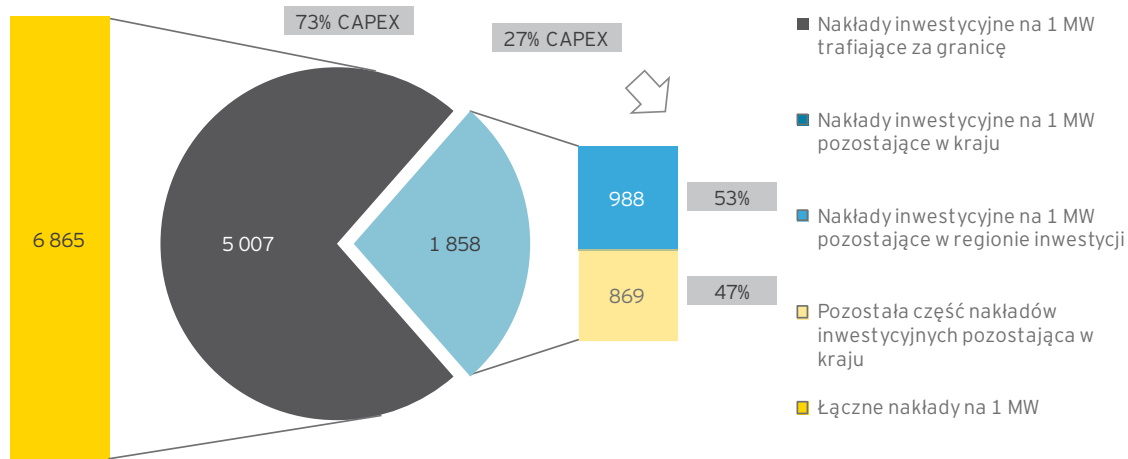
14 Próba obejmowała firmy, do których należy ok. 45% zainstalowanej mocy w energetyce wiatrowej w Polsce.

15 Ze względu na brak szczegółowych danych dotyczących kosztów inwestycji w energetyce wiatrowej w poszczególnych latach w obliczeniach nie uwzględniono zmiany wartości pieniądza w czasie.

16 Do końca 2006 r. powstało jedynie 173 MW mocy w sektorze energetyki wiatrowej, dlatego też w ramach szacunków ogólnej sumy nakładów dla uproszczenia również ta wartość została przemnożona przez wskaźnik wartości nakładów na 1 MW wynoszący 6,9 mln PLN/MW.

17 The Economics of Wind Energy, EWEA, 2009a.

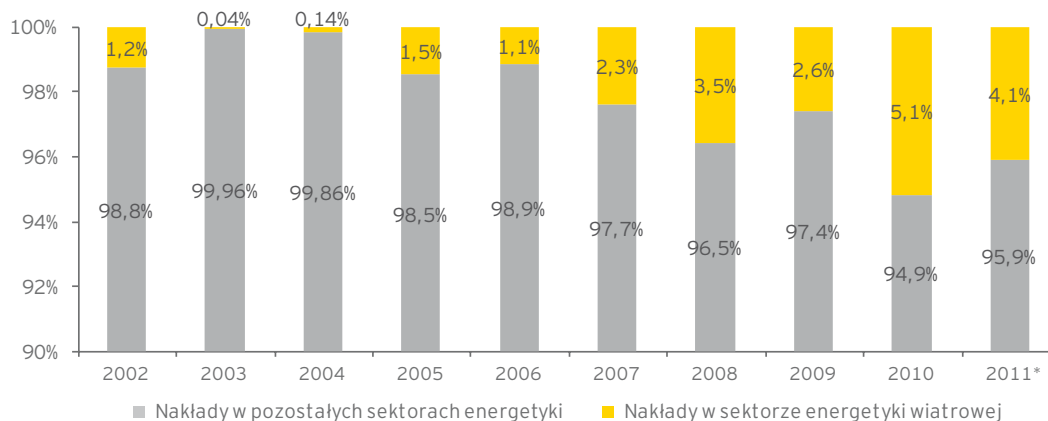
**Wykres 20. Nakłady inwestycyjne na 1 MW mocy w energetyce wiatrowej (w tys. PLN/MW) w podziale na miejsca, do których trafiają poszczególne składowe ogólnej sumy wydatków na podstawie faktycznie poniesionych nakładów w latach 2007-2011**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie wyników ankiety, Ernst & Young, 2012a

Porównując szacowaną wartość inwestycji w energetyce wiatrowej w latach 2002-2011 (pełna kwota, bez uwzględniania podziału na miejsca, do którego trafiają jej poszczególne części) do ogólnych nakładów w energetyce, można zauważyć zmieniające się znaczenie inwestycji w farmy wiatrowe. Wyraźny trend rosnących nakładów na farmy wiatrowe znajduje swoje odbicie w powiększającym się udziale w nakładach sektora energetycznego ogółem - od 2002 do 2011 r. wzrósł on 2,5-krotnie (2,9 punktu procentowego) - por. Wykres 21 i Wykres 22.

**Wykres 21. Udział nakładów w sektorze energetyki wiatrowej w ogólnych nakładach sektora energetycznego w latach 2002-2011\* (w %)**

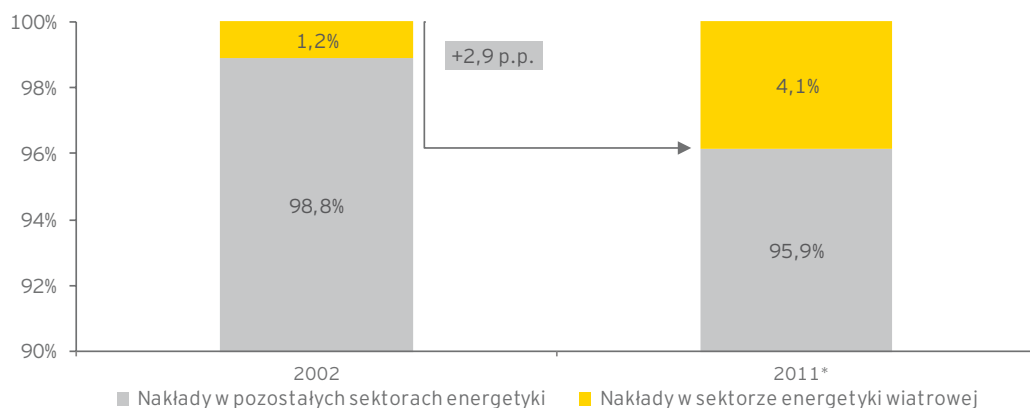


\*Wartość inwestycji w sektorze energetycznym w 2011 r. na podstawie szacunków Ernst & Young.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie wyników ankiety, Ernst & Young, 2012a oraz danych GUS (cykliczne publikacje z serii „Biuletyn Statystyczny”)



**Wykres 22. Udział nakładów w sektorze energetyki wiatrowej w ogólnych nakładach sektora energetycznego w latach 2002 i 2011\* (w %)**

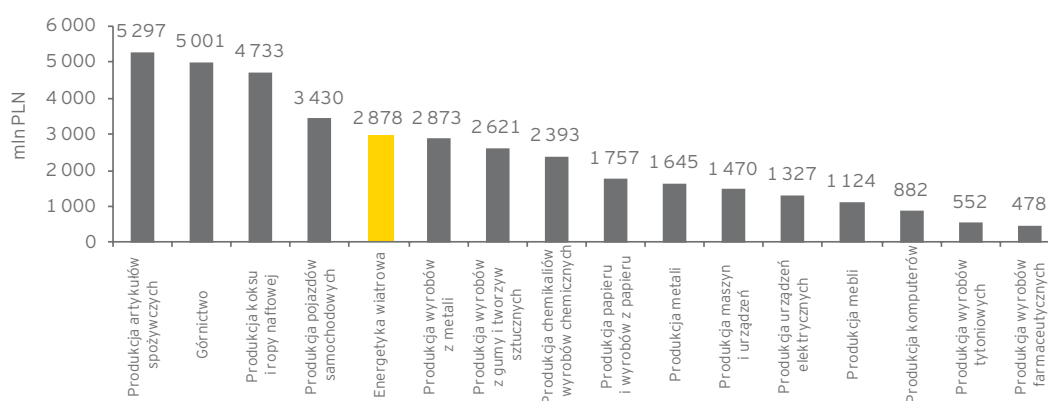


\*Wartość inwestycji w sektorze energetycznym w 2011 r. na podstawie szacunków Ernst & Young.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie wyników ankiety, Ernst & Young, 2012a oraz danych GUS (cykliczne publikacje z serii „Biuletyn Statystyczny”)

Porównanie wartości inwestycji w energetyce wiatrowej do nakładów inwestycyjnych realizowanych w innych sektorach przemysłu wskazuje na jej relatywnie znaczącą pozycję (Wykres 23). Nakłady w sektorze energetyki wiatrowej w 2011 r. w porównaniu do średniej wartości rocznych nakładów inwestycyjnych w wybranych sektorach przemysłu w latach 2009-10\* (w mln PLN). Nakłady inwestycyjne w farmy wiatrowe w 2011 r. (ok. 2 878 mln PLN) były wyższe, niż przykładowo średnia wartość rocznych inwestycji w latach 2009-10 realizowanych przez sektor chemiczny, sektor produkcji maszyn i urządzeń, albo sektor produkcji wyrobów farmaceutycznych (odpowiednio: 2 393, 1 470 i 478 mln PLN).

**Wykres 23. Nakłady w sektorze energetyki wiatrowej w 2011 r. w porównaniu do średniej wartości rocznych nakładów inwestycyjnych w wybranych sektorach przemysłu w latach 2009-10\* (w mln PLN)**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie wyników ankiety, Ernst & Young, 2012a oraz danych GUS (cykliczne publikacje z serii „Biuletyn Statystyczny”)

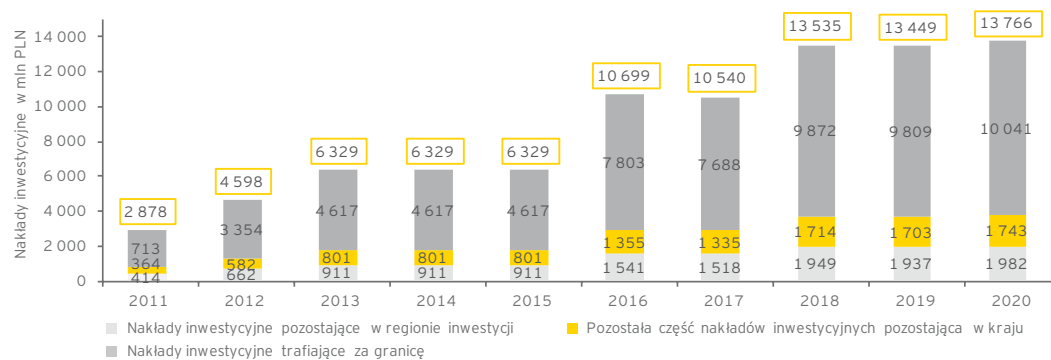
Zakładając, że przedstawiony wcześniej podział nakładów na miejsca, do których trafiają poszczególne składowe ogólnej sumy wydatków na MW mocy w energetyce wiatrowej pozostałby niezmienny a wartość nakładów na MW utrzyma się na poziomie z roku 2011 r. (6,6 mln PLN/MW)<sup>18</sup>, przy prognozowanym wzroście mocy zainstalowanej w farmach wiatrowych (zob. pod. *Potencjał rozwoju energetyki wiatrowej*) ogólna kwota inwestycji w sektorze będzie się wahać rocznie od ok. 2,9 mld PLN w roku 2011 do ok. 13,8 mld PLN w roku 2020 (Wykres 24). Przy tak sformułowanych warunkach, kwota inwestycji pozostająca w kraju wyniesie od ok. 779 mln PLN w 2011 r. do ok. 3 725 mln PLN w roku 2020<sup>19</sup>. Co jest

<sup>18</sup> Średni poziom CAPEX w roku 2011 był niższy niż w poprzednich latach.

<sup>19</sup> Podane wartości zostały przestawione w cenach bieżących.

szczególnie istotne, w ramach przedstawionej analizy nie uwzględniono potencjalnego rozwoju przemysłu związanego z energetyką wiatrową - w takim przypadku, kwota inwestycji pozostająca w kraju byłaby odpowiednio wyższa, gdyż większa część nakładów na każdy MW mocy pozostawałaby w Polsce.

**Wykres 24. Prognozowana wartość inwestycji w sektorze energetyki wiatrowej w latach 2011-2020 w podziale na miejsca, do których trafiają poszczególne składowe ogólnej sumy wydatków na 1 MW (w mln PLN)\***



\*W analizie szacowanych nakładów inwestycyjnych uwzględniono powstanie w latach 2018-2020 farm wiatrowych off-shore o mocy 1 500 MW, których koszt jest znacząco wyższy - przyjęto szacunek na poziomie 13,6 mln PLN/MW.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie wyników ankiety, Ernst & Young, 2012a oraz szacunków IEO, 2009





## 4.1.2 Kreacja miejsc pracy przez sektor energetyki wiatrowej

Obecnie sektor energetyki wiatrowej w Polsce nie należy do gałęzi gospodarki mających znaczący wpływ na rynek pracy. Nie istnieją wprawdzie dokładne dane dotyczące faktycznego zatrudnienia wykreowanego przez ten obszar, jednak w zależności od metodyki liczbę bezpośrednich miejsc pracy szacuje się na ok. 1700-2000, co stanowiłoby jedynie ok. 1,1-1,3% osób aktualnie zatrudnionych w samym tylko sektorze energetycznym<sup>20</sup>. Biorąc jednak pod uwagę perspektywę rozwoju farm wiatrowych w kraju, można w przybliżeniu wyznaczyć prawdopodobną liczbę miejsc pracy wygenerowanych przez sektor na podstawie szacunków kreacji miejsc pracy na 1 MW mocy, które zostały opracowane przez EWEA<sup>21</sup>. Schemat tworzenia miejsc pracy przygotowany w oparciu o wskaźniki EWEA przedstawia Tabela 5.

**Tabela 5. Schemat wyznaczenia liczby miejsc pracy wykreowanych przez sektor energetyki wiatrowej**

Rodzaj miejsca pracy (FTE*)	Liczba miejsc pracy na 1 MW zainstalowanej mocy farm wiatrowych w danym roku	Liczba miejsc pracy na 1 MW skumulowanej mocy farm wiatrowych w danym roku*
Produkcja elementów farm wiatrowych (m.in. turbiny i wieże) - bezpośrednie miejsca pracy	7,5	-
Produkcja elementów farm wiatrowych (m.in. turbiny i wieże) - pośrednie miejsca pracy	5	-
Instalacja turbin wiatrowych	1,2	-
Obsługa i konserwacja farm wiatrowych	-	0,33
Pozostałe bezpośrednie miejsca pracy**	1,3	0,07
<b>Całkowity potencjał zatrudnienia w sektorze</b>	<b>15,1</b>	<b>0,4</b>

\*Full Time Equivalent - wskaźnik przedstawiający liczbę pełnych etatów - w przedstawionej tabeli w zależności od rodzaju miejsca pracy.

\*\*Takię miejsca pracy jak: niezależni producenci energii; usługi eksperckie, finansowe i inne.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie szacunków EWEA

Obecnie w Polsce nie ma przedsiębiorstw zajmujących się produkcją turbin dla farm wiatrowych oraz masztów wiatrowych o takiej skali działania, jak krajach będącymi liderami w tej dziedzinie (głównie Hiszpania, Niemcy, Dania). Oznacza to, że znacząca większość miejsc pracy (ponad 80%), która może powstać za sprawą rozwoju energetyki wiatrowej nie znajduje swojego odzwierciedlenia w faktycznie stworzonych pełnoetatowych stanowiskach w Polsce.

Potencjał dla tworzenia miejsc pracy w oparciu o metodykę EWEA oraz prognozowany przyrost mocy farm wiatrowych (zob. pod. *Potencjał rozwoju energetyki wiatrowej*) przedstawia Wykres 25. W ramach analizy scenariusza referencyjnego kreacji miejsc pracy (scenariusz bazowy, oznaczający prognozowany wpływ energetyki wiatrowej na rynek pracy) przyjęto następujące założenia:

- ▶ pełne tworzenie pozostałych bezpośrednich miejsc pracy związanych z sektorem (1,3 FTE/MW rocznego przyrostu mocy),
- ▶ pełne tworzenie miejsc pracy w zakresie obsługi i konserwacji farm wiatrowych (0,33 FTE/MW skumulowanej mocy) oraz pełne tworzenie pozostałych bezpośrednich miejsc pracy związanych z sektorem (0,07 FTE/MW skumulowanej mocy),
- ▶ kreowanie w 50% potencjalnych miejsc pracy w zakresie instalacji turbin wiatrowych (0,6 FTE/MW rocznego przyrostu mocy), oraz

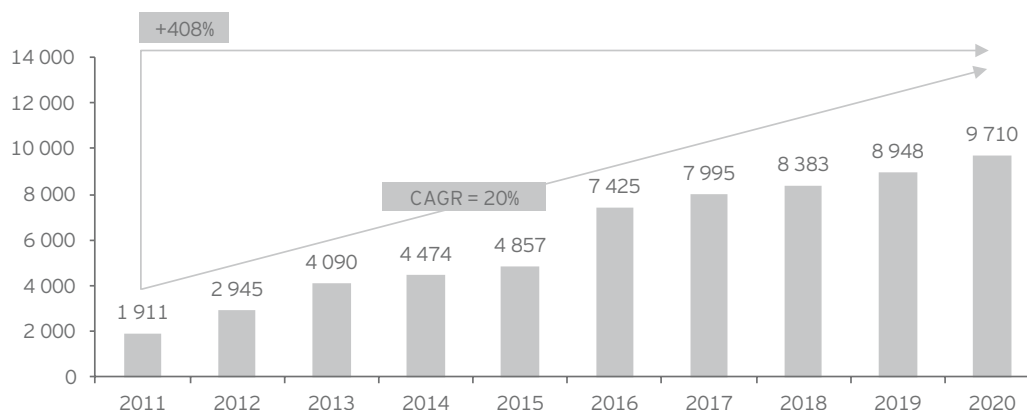
20 Na koniec września 2011 r. Główny Urząd Statystyczny w pozycji „wytwarzanie i zaopatrywanie w energię elektryczną, gaz, parę wodną i gorącą wodę” (zawierającej również sektor energetyki wiatrowej) wskazywał przeciętne zatrudnienie na poziomie 153,9 tys. osób.

21 Wind at work. Wind energy and Job creation In the EU, EWEA, 2009.

- ▶ tworzenie ok. 13% bezpośrednich miejsc pracy przy produkcji elementów farm wiatrowych (1 FTE/MW rocznego przyrostu mocy).

Przy przyjęciu powyższych warunków oraz założeniu rozwoju energetyki wiatrowej zgodnie z prognozami przedstawionymi we wcześniejszej części raportu, liczbę miejsc pracy wykreowanych przez sektor energetyki wiatrowej szacuje się w 2011 r. na 1 911, natomiast do 2020 wzrośnie do ok. 9 710 pełnych etatów (wzrost o 408%).

#### Wykres 25. Szacunkowa liczba miejsc pracy w sektorze energetyki wiatrowej w latach 2011-2020 według scenariusza referencyjnego



Źródło: Opracowanie własne na podstawie metodyki EWEA

Szczególnie interesujący jest jednak potencjał kreacji miejsc pracy w sektorze w przypadku znaczącego rozwinięcia przemysłu związanego z produkcją elementów turbin i wież wiatrowych, który jest uwarunkowany rozwojem farm wiatrowych w Polsce<sup>22</sup>. W ramach analizy rozwoju takiej gałęzi przemysłu przygotowano trzy scenariusze:

- ▶ Scenariusz I w odróżnieniu od podstawowych uwarunkowań tworzenia miejsc pracy przez sektor w Polsce (scenariusz referencyjny) zakłada kreację 100% potencjalnych miejsc pracy w zakresie instalacji turbin wiatrowych (1,2 FTE/MW rocznego przyrostu mocy zamiast 0,6 FTE/MW rocznego przyrostu mocy),
- ▶ Scenariusz II, oprócz założeń tworzących scenariusz I, zakłada dodatkowo kreację 50% bezpośrednich i pośrednich miejsc pracy przy produkcji elementów farm wiatrowych (6,25 FTE/MW rocznego przyrostu mocy),
- ▶ Scenariusz III, oprócz założeń składających się na scenariusz II, zakłada dodatkowo kreację 100% bezpośrednich i pośrednich miejsc pracy przy produkcji elementów farm wiatrowych (12,5 FTE/MW rocznego przyrostu mocy).

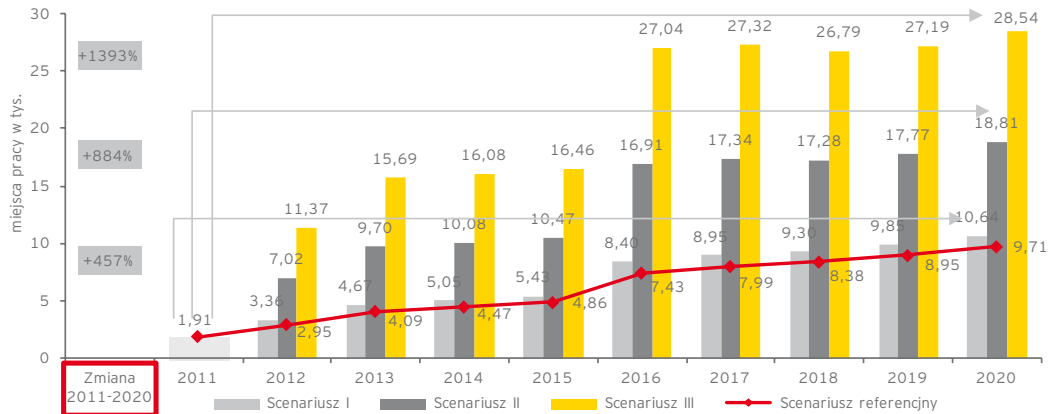
Tym samym, w zależności od tempa i skali rozwoju przemysłu związanego z produkcją elementów wież wiatrowych, w Polsce do 2020 r. w przedsiębiorstwach związanych z energetyką wiatrową może powstać od 10,6 do 28,5 tys. miejsc pracy (co nawet w skrajnie optymistycznym scenariuszu stanowiłoby mniejszą liczbę miejsc pracy niż w najbardziej rozwiniętych krajach pod tym względem w 2007 r.)<sup>23</sup>. Oznacza to również, że dodatkowy przyrost miejsc pracy w stosunku do scenariusza referencyjnego może wynieść od 934 aż do 18 828 pełnoetatowych stanowisk w 2020 r.

22 Obecnie istnieje tylko kilka firm produkujących elementy turbin, natomiast fabryka wież do farm wiatrowych działająca na terenie Stoczni Gdańskiej jest na etapie inwestycji pozwalających na zwiększenie wolumenu produkcji (z ok. 100 wież do ok. 300 wież rocznie).

23 W 2007 r. w Niemczech, Hiszpanii i Danii z sektorem energetyki wiatrowej związanych było odpowiednio: 84 300; 37 730 i 23 500 osób. Oznacza to zarazem, że sektor energetyki wiatrowej stworzył odpowiednio 1,02, 0,84 i aż 4,31 miejsc pracy na każdy 1000 mieszkańców. Dane dla Danii dotyczą jedynie bezpośrednich miejsc pracy - analiza porównawcza wskazuje, że suma stanowisk bezpośrednio i pośrednio związanych z sektorem jest znacząco wyższa.



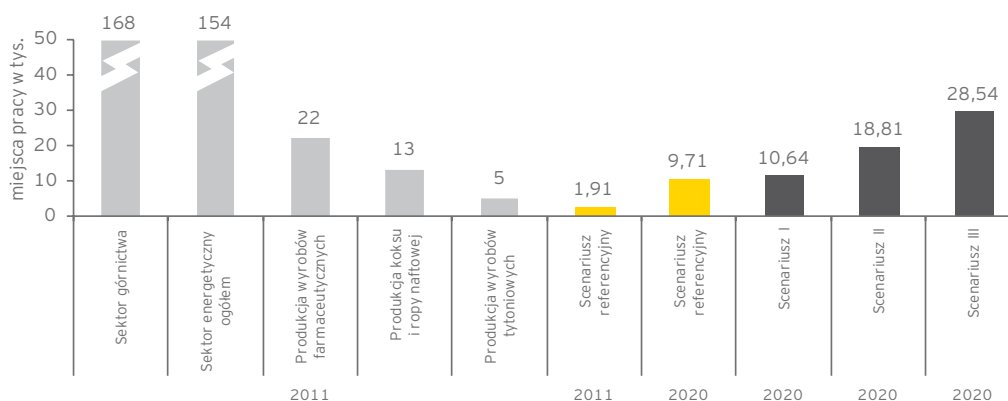
**Wykres 26. Szacunkowa liczba miejsc pracy wykreowanych przez sektor energetyki wiatrowej w latach 2011-2020 w zależności od przyjętych scenariuszy rozwoju przemysłu związanego z produkcją elementów turbin i wież wiatrowych (w tys.)**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie szacunków EWEA

Z porównania liczby miejsc pracy wygenerowanych przez sektor energetyki wiatrowej do sektorów o porównywalnych przeciętnych płacach brutto<sup>24</sup> w 2011 r. wynika, że stanowiska wygenerowane przez sektor energetyki wiatrowej stanowią niewiele ponad 1% miejsc pracy stworzonych w sektorze energetyki ogółem i górnictwa (odpowiednio 153,9 tys. i 168 tys. pracowników), 8,7% miejsc pracy w sektorze produkcji wyrobów farmaceutycznych, 14,7% stanowisk pracy w sektorze produkcji koksu i ropy naftowej, a także 38,2% miejsc pracy w sektorze produkcji wyrobów tytoniowych (kolejno: 22, 13 i 5 tys. pracowników). Szczególnie interesujące jest jednak porównanie ze zidentyfikowanymi sektorami biorąc pod uwagę potencjał dla rozwoju sektora energetyki wiatrowej i jego przełożenie na kreację miejsc pracy - w zależności od scenariusza, liczba pełnoetatowych miejsc pracy może wzrosnąć od 9,7 do 28,5 tys., co stanowiłoby np. od 7 do 18,5% pracowników sektora energetycznego ogółem w 2011 r.

**Wykres 27. Szacunkowa liczba miejsc pracy wygenerowana przez sektor energetyki wiatrowej w latach 2011-2020 w zależności od przyjętych scenariuszy rozwoju sektora energetyki wiatrowej w porównaniu do stanowisk pracy w innych sektorach przemysłu w 2011 r. (w tys.)**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie własnych prognoz i danych GUS

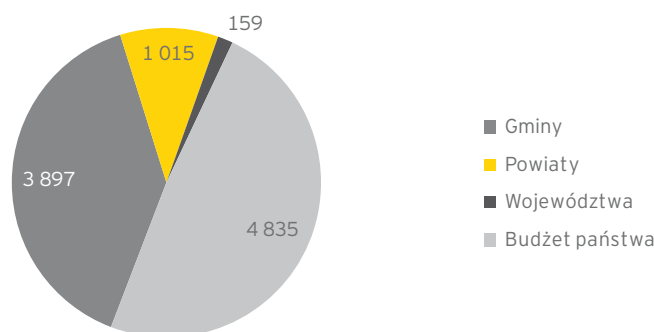
<sup>24</sup> W analizie uwzględniono te sekcje przemysłu, które charakteryzują się podobną wysokością przeciętnych zarobków, przekraczającą 5 000 PLN brutto.

### 4.1.3 Podatek dochodowy od osób fizycznych pracujących na stanowiskach pracy wygenerowanych przez energetykę wiatrową

Obecność przedsiębiorstw prowadzących działalność w sektorze energetyki wiatrowej przekłada się na bezpośrednie korzyści dla sektora publicznego, w postaci podatków dochodowych trafiających zarówno do budżetu państwa, jaki i samorządu lokalnego.

Zakładając, że przeciętna płaca w miejscach pracy stworzonych poprzez obecność energetyki wiatrowej nie odbiega w sposób znaczący od przeciętnej płacy w sektorze energetycznym (wg GUS w 2011 r. wynosiła 5 635 PLN miesięcznie<sup>25</sup>) a liczba pełnoetatowych stanowisk wygenerowanych przez sektor energetyki wiatrowej w 2011 r. wynosiła 1 911 (zob. pod. *Kreacja miejsc pracy przez sektor energetyki wiatrowej*), wartość podatku dochodowego zapłaconego przez osoby pracujące w takich przedsiębiorstwach sięgnęła w całym roku łącznie ok. 10 mln PLN. Wykres 28 przedstawia beneficjentów tak oszacowanej wielkości - wynika z niego, że oprócz budżetu państwa organem administracyjnym, który w największym stopniu korzysta z miejsc pracy wykreowanych przez sektor energetyki wiatrowej są gminy (odpowiednio dochody w wysokości 4,8 i 3,9 mln PLN w 2011 r.).

**Wykres 28. Szacunkowa wartość podatku dochodowego zapłaconego przez pracowników sektora energii wiatrowej w 2011 r. (w tys. PLN) w podziale na miejsce, do którego trafiają pozyskane w ten sposób środki**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie Ustawy o dochodach jednostek samorządu terytorialnego z 13 XI 2003 r.

Tym samym, biorąc pod uwagę:

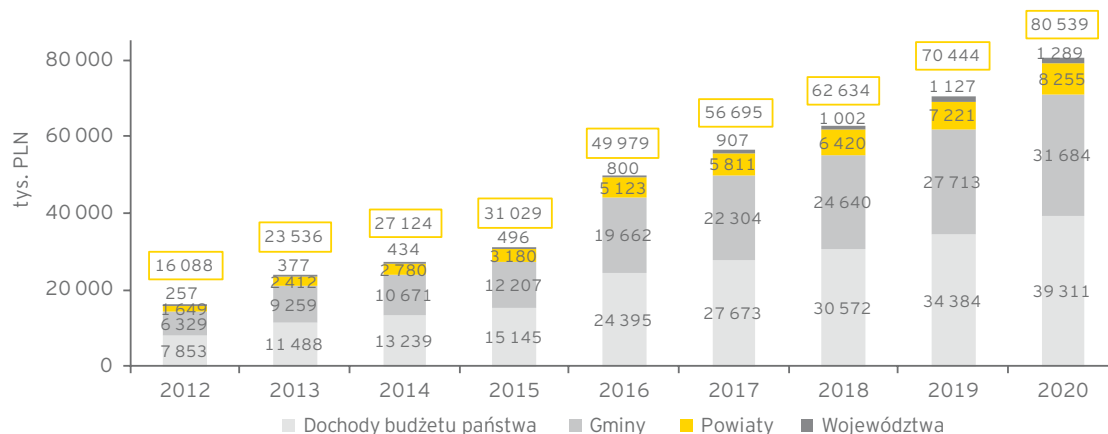
- ▶ relatywnie wysoką przeciętną płacę w sektorze energetycznym w poprzednich latach i założenie jej dynamiki na średnim poziomie z okresu 2008-2011 (roczny wzrost o 5,4%) oraz przyjęcie jej porównywalności z wynagrodzeniami w miejscach pracy wykreowanych przez sektor energetyki wiatrowej,
- ▶ potencjał dla wzrostu zatrudnienia w przedsiębiorstwach prowadzących działalność związaną z energetyką wiatrową w ramach podstawowego scenariusza (scenariusz referencyjny) przedstawionego w podrozdziale *Kreacja miejsc pracy przez sektor energetyki wiatrowej*, oraz
- ▶ utrzymanie obecnego poziomu obciążeń wynagrodzenia w kolejnych latach,

kwota podatku PIT płacona przez osoby pracujące na stanowiskach wygenerowanych przez sektor w kolejnych latach będzie znacząco wyższa, przynosząc dodatkowe korzyści dla budżetu państwa oraz samorządów lokalnych (Wykres 29).

25 Biuletyn Statystyczny Nr 1/2012, GUS, 2012



**Wykres 29. Szacunkowa wartość podatku dochodowego zapłaconego przez pracowników sektora energii wiatrowej w latach 2012-2020 r. w podziale na miejsce, do którego trafiają pozyskane w ten sposób środki (w tys. PLN)\***



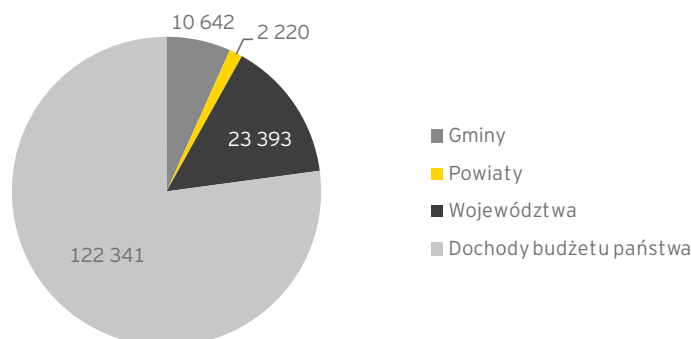
\*Podane wartości zostały przedstawione w cenach bieżących.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Ustawy o dochodach jednostek samorządu terytorialnego z 13 XI 2003 r.

#### 4.1.4 Podatek dochodowy od osób prawnych działających w sektorze produkcji energii elektrycznej z wiatru

Kolejną korzyścią z obecności farm wiatrowych jest podatek uzyskiwany z dochodów producentów energii elektrycznej z wiatru. Bazując na modelu kalkulacji jednostkowego kosztu energii elektrycznej opracowanego przez Ernst & Young, oszacowano średnią wartość podatku CIT przypadającą na 1 MW mocy zainstalowanej w farmach wiatrowych na poziomie ok. 98,2 tys. PLN w 2011 r. Przy tak sformułowanym założeniu, w 2011 r.<sup>26</sup> sektor publiczny uzyskał ok. 158,6 mln PLN z podatku dochodowego obciążającego zysk ze sprzedaży energii elektrycznej wyprodukowanej przez farmy wiatrowe. Najwięcej korzyści z tego tytułu uzyskał budżet państwa oraz województwa (odpowiednio 122,3 i 23,4 mln PLN), natomiast gminy i powiaty uzyskały łącznie ok. 12,9 mln PLN.

**Wykres 30. Szacunkowa wartość podatku dochodowego zapłaconego przez przedsiębiorstwa z zysku z produkcji energii elektrycznej w farmach wiatrowych w roku 2011 r. w podziale na beneficjentów, do których trafiły pozyskane w ten sposób środki (w tys. PLN)**



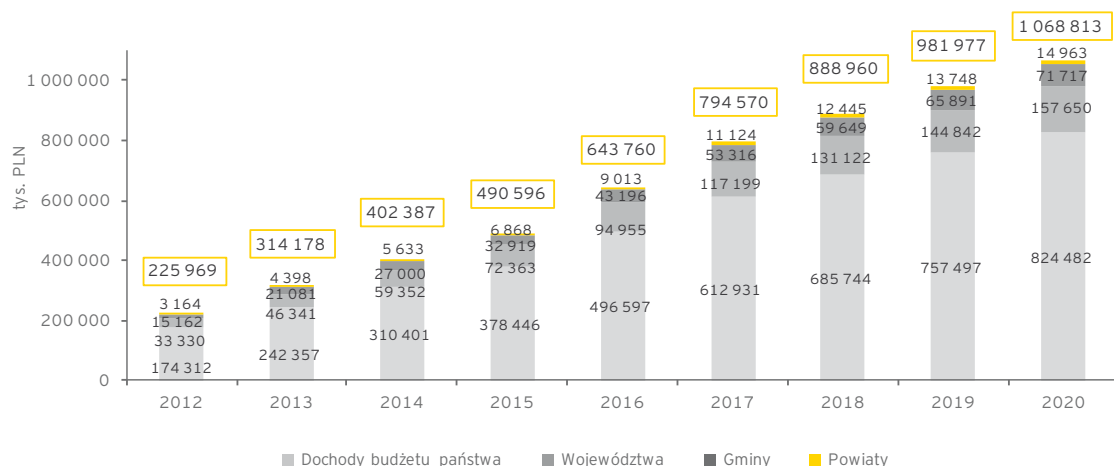
Źródło: Opracowanie własne na podstawie wyników modelu kosztów wytwarzania energii oraz Ustawy o dochodach jednostek samorządu terytorialnego z 13 XI 2003 r.

<sup>26</sup> Wskazana wartość została oszacowana dla farmy wiatrowej o mocy 40 MW, która produkuje 92 GWh rocznie. Założono, że faktyczna wartość podatku CIT przypadająca na zyski osiągnięte z 1 MW zainstalowanej mocy jest porównywalna wśród wszystkich farm wiatrowych w Polsce.



Przyjęcie szacowanego potencjału rozwoju energetyki wiatrowej do roku 2020 r. (zgodnie z prognozami przedstawionymi w pod. *Potencjał rozwoju energetyki wiatrowej*) i założenie utrzymania wysokości podatku CIT przypadającego na 1 MW zainstalowanej mocy farm wiatrowych oznacza, że łączna roczna kwota zobowiązań producentów energii elektrycznej z wiatru może wzrosnąć do ponad 1 mld PLN, czego głównym beneficjentem będzie budżet państwa oraz w mniejszym stopniu województwa, w których zlokalizowano takie inwestycje (odpowiednio ok. 824 i 158 mln PLN).

**Wykres 31. Szacunkowa wartość podatku dochodowego zapłaconego przez przedsiębiorstwa z tytułu produkcji energii elektrycznej w farmach wiatrowych w latach 2001-2011 r. wraz z podziałem na beneficjentów, do których trafiają pozyskane w ten sposób środki w 2020 r. (w tys. PLN)\***



\*Podane wartości zostały przedstawione w cenach bieżących.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie wyników modelu kosztów wytwarzania energii oraz Ustawy o dochodach jednostek samorządu terytorialnego z 13 XI 2003 r.

#### 4.1.5 Ograniczenie emisji CO<sub>2</sub>

Rozwój energetyki wiatrowej, której podstawową cechą jest brak emisji gazów cieplarnianych, oznacza ograniczenie łącznej emisji CO<sub>2</sub> związanej z produkcją energii elektrycznej. Obecnie stosowane technologie wytwarzania energii elektrycznej w Polsce (93,7% energii elektrycznej w roku 2009 zostało wygenerowane z paliw kopalnych)<sup>27</sup> prowadzą do emisji przekraczającej 130 mln ton CO<sub>2</sub> rocznie<sup>28</sup>, przyczyniając się do wysokiego kosztu w postaci emisji CO<sub>2</sub> na każdą MWh. Tym samym, potencjalnym sposobem obniżenia emisji CO<sub>2</sub> jest rozwój energetyki wiatrowej, co może przyczynić się zarówno do uzyskania określonych celów ekologicznych, jak i wymiernych korzyści ekonomicznych w postaci braku konieczności zakupu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub><sup>29</sup>.

Przyjmując teoretycznie, że cała energia elektryczna wygenerowana dotychczas przez farmy wiatrowe (lata 2001-2010) miałaby zostać wyprodukowana przez elektrownie konwencjonalne, można oszacować ilość CO<sub>2</sub>, która nie została wyemitowana na skutek rozwoju energetyki wiatrowej. Tym samym, dotychczas, energetyka wiatrowa w Polsce przyczyniła się do emisji CO<sub>2</sub> niższej łącznie o ok. 3,9 mln ton CO<sub>2</sub><sup>30</sup>. Stosunkowo niewielka moc zainstalowana istniejących farm wiatrowych przekłada się na niskie roczne oszczędności emisji CO<sub>2</sub>, jednak doświadczenia innych krajów charakteryzujących się bardziej rozwiniętym sektorem energetyki wiatrowej, obrazują perspektywę zmniejszenia emisji CO<sub>2</sub> (przykładowo, w Hiszpanii w 2007 roku energetyka wiatrowa umożliwiła ograniczenie emisji CO<sub>2</sub> o 18 mln ton CO<sub>2</sub>)<sup>31</sup>.

27 Eurostat.

28 Szacowana ilość emisji CO<sub>2</sub> związanej z produkcją energii elektrycznej u podmiotów o statusie wytwórcy energii elektrycznej w roku 2010 wyniosła ok. 131 mln ton CO<sub>2</sub>.

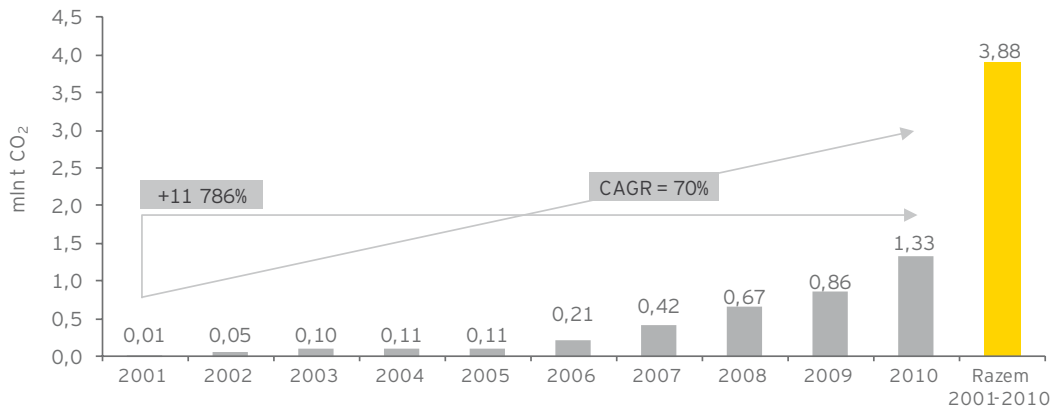
29 Co do zasady, w trzecim okresie rozliczeniowym (2013-2020) wytwórcy energii elektrycznej w Unii Europejskiej nie otrzymają nieodpłatnych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, jednak zgodnie z Dyrektywą 2009/29/WE Polska ubiega się o częściowo nieodpłatną alokację uprawnień dla wytwórców energii elektrycznej działających na terenie kraju.

30 Oszczędność historyczna (lata 2001-2010) została wyznaczona poprzez oszacowanie ilości CO<sub>2</sub>, która zostałaby wyemitowana przy produkcji wolumenu energii elektrycznej równemu łącznej ilości wygenerowanej dotychczas energii elektrycznej z wiatru przy założeniu średniej emisyjności na poziomie 802 kg CO<sub>2</sub>/MWh (tzw. benchmark krajowy).

31 Macroeconomic Study on the impact of the Wind Energy sector in Spain, Deloitte Consulting, 2008.



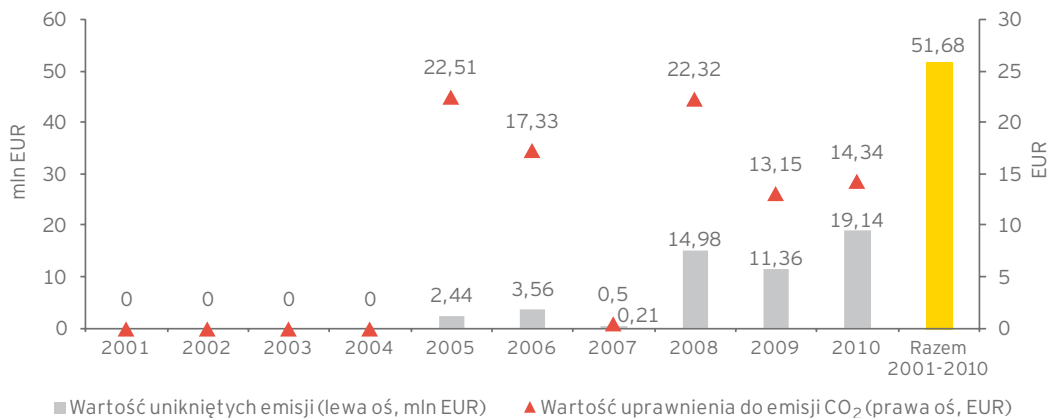
**Wykres 32. Ilość CO<sub>2</sub>, która nie została wyemitowana poprzez rozwój energetyki wiatrowej w Polsce w latach 2001-2010**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostat

Istnieje również możliwość oszacowania wartości uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, które musiałyby zostać nabyte do pokrycia emisji CO<sub>2</sub> związanej z produkcją energii elektrycznej z konwencjonalnych paliw w ilości odpowiadającej wolumenowi historycznej produkcji energii elektrycznej z wiatru. Zakładając konieczność zakupu wszystkich uprawnień na pokrycie tak wyznaczonej emisji CO<sub>2</sub> po średniej cenie transakcyjnej uprawnienia na giełdzie Bluenext w danym roku, od 2005 r. przedsiębiorstwa energetyczne musiałyby zakupić uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub> o wartości ok. 51,7 mln EUR, przenosząc w znacznej mierze ich koszty na odbiorców energii elektrycznej. Kwota ta odzwierciedla tym samym potencjalne obciążenia związane z relatywnie wysokoemisyjną gospodarką Polski, które w perspektywie bieżącej dekady znacząco wzrosną, a które poprzez rozwój energetyki wiatrowej można istotnie zredukować.

**Wykres 33. Szacunkowa wartość CO<sub>2</sub>, która nie została wyemitowana poprzez rozwój energetyki wiatrowej w Polsce w latach 2001-2010\***



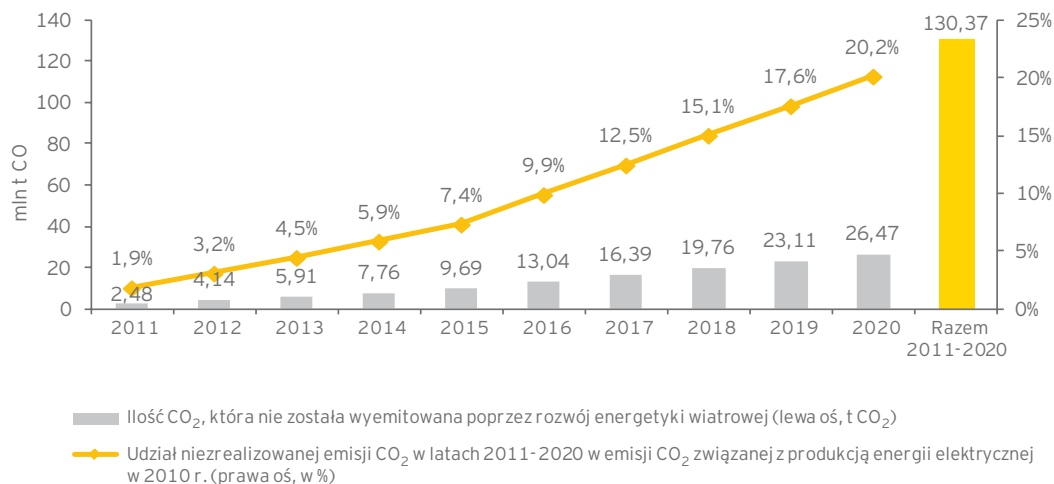
\*W latach 2001-2004 nie było uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, natomiast w 2007 roku średnia cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> wyniosła w jedynie 0,5 EUR, co przełożyło się na niską wartość uprawnień przypadających na niezrealizowaną emisję CO<sub>2</sub>.  
Źródło: Opracowanie własne

Uwzględniając potencjał rozwoju energetyki wiatrowej do 2020 roku, istnieje możliwość znaczącego ograniczenia emisji CO<sub>2</sub> związanej z produkcją energii elektrycznej<sup>32</sup>. Łączna ilość niezrealizowanej emisji CO<sub>2</sub> na skutek wzrostu produkcji energii elektrycznej w farmach wiatrowych w latach 2011-2020 może sięgnąć ok. 130 mln t CO<sub>2</sub>, co odpowiada rocznej emisji CO<sub>2</sub> wytwórców energii elektrycznej w Polsce w 2010 r. Oznacza to również, że przy założeniu utrzymania obecnej emisyjności produkcji energii elektrycznej, jak i jej wolumenu do 2020 r., emisja CO<sub>2</sub> związana z produkcją energii elektrycznej może być aż o 20% niższa niż w 2010 r.<sup>33</sup>

32 Założono wzrost mocy zainstalowanej oraz wolumen produkcji energii elektrycznej na poziomie prognozowanym przez Instytut Energii Odnawialnej - IEO (2009).

33 Przyszła oszczędność emisji (lata 2011-2020) została wyznaczona poprzez oszacowanie ilości CO<sub>2</sub>, która zostałaby wyemitowana przy prognozowanej produkcji rocznego wolumenu energii elektrycznej z wiatru przy założeniu średniej emisyjności na poziomie 802 kg CO<sub>2</sub>/MWh (tzw. benchmark krajowy).

**Wykres 34. Ilość CO<sub>2</sub>, która nie została wyemitowana poprzez rozwój energetyki wiatrowej w Polsce w latach 2011-2020 oraz udział niezrealizowanej emisji CO<sub>2</sub> w emisji CO<sub>2</sub> związanej z produkcją energii elektrycznej w 2010 r.**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie IEO 2009

#### 4.1.6 Efekty indukowane inwestycji w sektorze wg modelu Leontiefa

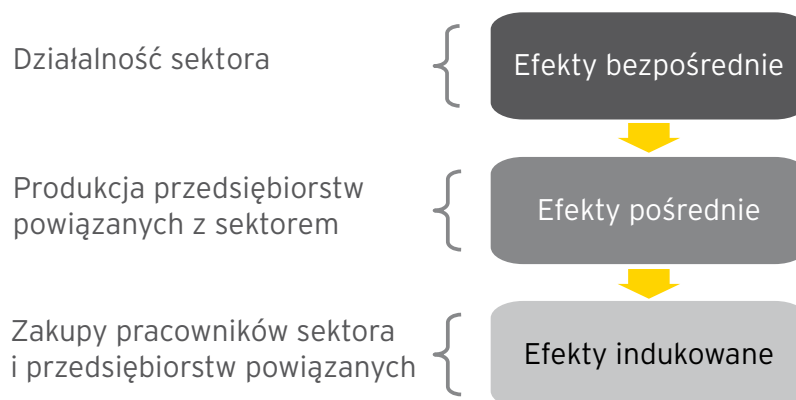
Istnieje teoretyczna możliwość ewaluacji rzeczywistego wpływu inwestycji w sektorze energetyki wiatrowej na sytuację społeczno-gospodarczą w kraju, jak i poszczególnych regionach lokalizacji farm wiatrowych przy zastosowaniu tzw. modelu Leontiefa (w literaturze określany również jako model input-output), który pozwala na uwzględnienie zachodzących w gospodarce interakcji pomiędzy producentami, dostawcami czynników produkcji oraz odbiorcami.

Model Leontiefa pozwala wyróżnić 3 klasy efektów gospodarczej działalności przedsiębiorstwa (Schemat 1):

- ▶ **Efekty bezpośrednie**, a więc zmiany wybranych mierników aktywności gospodarczej wynikające ze zmian wolumenu produkcji i wartości dodanej sektora energetyki wiatrowej (np. zmiany zatrudnienia, wzrost dochodu skarbu państwa z tytułu akcyzy na energię elektryczną).
- ▶ **Efekty pośrednie**, czyli wpływ sektora na przedsiębiorstwa wchodzące w skład szeroko rozumianego łańcucha dostaw (zwane dalej przedsiębiorstwami powiązаныmi). Efekty wynikają z faktu że poprzez korzystanie z usług innych podmiotów, sektor energetyki wiatrowej wpływa na wartość produkcji tych podmiotów, a tym samym na liczbę zatrudnianych pracowników, ich dochody, itp. W ramach efektów pośrednich model uwzględnia również efekty dalszego rzędu, tj. wpływ dostawców dla sektora na ich dostawców, którzy z kolei korzystają z usług własnych dostawców, itd.
- ▶ **Efekty indukowane**, obejmujące wydatki konsumpcyjne pracowników przedsiębiorstw z branży energetyki wiatrowej i przedsiębiorstw powiązanych, wynikające z dochodów osiągniętych z pracy na rzecz farm wiatrowych.



### Schemat 1. Efekty działalności sektora energetyki wiatrowej w modelu Leontiefa



Źródło: Opracowanie własne

Niestety, nie są dostępne dokładne dane dotyczące sektorów powiązanych z energetyką wiatrową, wartości towarów i usług nabywanych przez firmy działające w sektorze oraz wartość dodana sektora. Oznacza to, że nie jest możliwe wykorzystanie modelu do oszacowania gospodarczej wartości dodanej i całkowitych dochodów ludności oraz dochodów skarbu państwa i samorządów, jednak na podstawie innych badań i prac można przedstawić teoretyczną wartość efektów pośrednich i indukowanych sektora. Według analiz przeprowadzonych przez Ernst & Young, całkowita wartość dodana jest średnio w innych sektorach w 67% tworzona przez efekty pośrednie oraz indukowane. Tym samym można założyć, że faktyczny wpływ sektora energetyki wiatrowej dla gospodarki jest odpowiednio wyższy, niż wynika to z analiz przedstawionych we wcześniejszych podrozdziałach, które identyfikowały głównie efekty bezpośrednie działalności sektora energetyki wiatrowej.

#### 4.1.7 Wpływ kosztów wsparcia energetyki odnawialnej na koszty energii elektrycznej dla konsumentów

Na podstawie obowiązujących aktów prawnych wykonano analizę wpływu kosztów funkcjonowania systemu wsparcia dla OZE na cenę energii elektrycznej dla odbiorców końcowych. Jak wykazano we wcześniejszej części Raportu (podrozdział 1.1):

1. Głównym kosztem funkcjonowania systemu jest koszt świadectw pochodzenia, które określone prawem podmioty muszą umorzyć u Prezesa URE. Z uwagi na fakt, że produkcja energii elektrycznej z OZE była w 2011 roku na poziomie obowiązku określonego w rozporządzeniu OZE (patrz: Wykres 3), wypełnienie obowiązku w skali całego kraju jest możliwe poprzez umorzenie SP. W związku z tym opłata zastępcza ( $O_{zj}$ ) nie ma wpływu na koszty funkcjonowania systemu wsparcia OZE.
2. Cena sprzedaży energii elektrycznej z OZE, w tym farm wiatrowych, nie jest wyższa niż średnia cena zakupu energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa obrotu na rynku hurtowym. W związku z tym cena sprzedaży energii elektrycznej z OZE nie powinna zwiększać kosztów odbiorcy końcowego.

Dodatkowo należy pamiętać, że energia odnawialna jest zwolniona z akcyzy, która wynosi 20 PLN/MWh. A zatem jeśli odbiorca kupowałby całą energię odnawialną pochodzącą ze źródeł odnawialnych, jej koszt nie powinien uwzględniać akcyzy. W praktyce spółki obrotu w różnym stopniu przenoszą koszt akcyzy na odbiorców końcowych w różnych grupach taryfowych, a rozliczają obowiązek sprzedaży energii odnawialnej na podstawie całkowitej sprzedaży do odbiorców końcowych. To podejście zostało odzwierciedlone w kalkulacji wpływu kosztów wsparcia energetyki odnawialnej na koszty energii elektrycznej dla konsumentów w 2011 roku<sup>34</sup>.

34 W związku z tym przenoszony koszt wsparcia OZE w wartości bezwzględnej [PLN/MWh] jest taki sam niezależnie od grupy taryfowej odbiorcy.

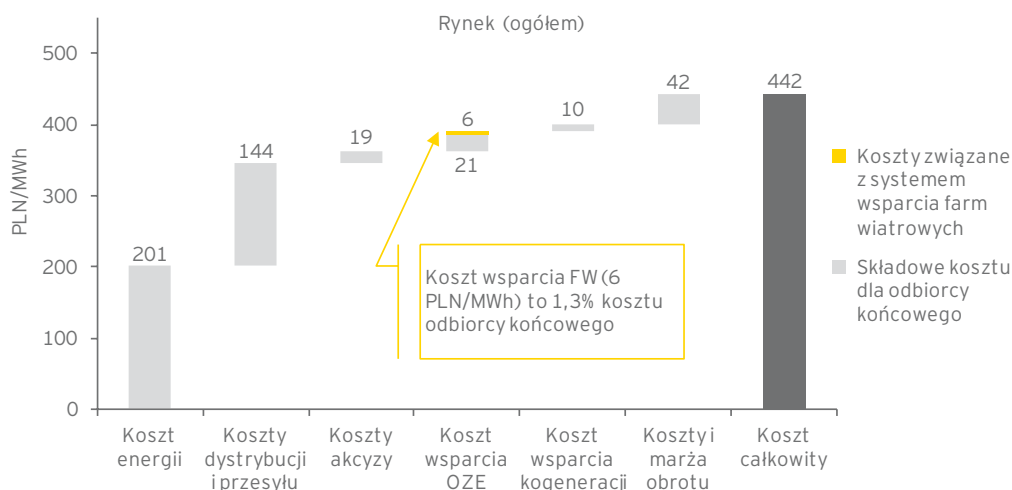
## Wyniki analizy dla wszystkich konsumentów energii elektrycznej

Obciążenie ceny sprzedaży 1 MWh energii elektrycznej kosztami zakupu SP to 27 PLN<sup>35</sup>. A zatem udział kosztów SP w rachunku odbiorców końcowych wynosi 6,1%.

Koszt wsparcia farm wiatrowych stanowi 21% kosztu wsparcia całej OZE, co jest równe udziałowi produkcji energii elektrycznej w farmach wiatrowych w produkcji odnawialnej energii ogółem. Na tej podstawie można stwierdzić, że obciążenie ceny sprzedaży 1 MWh energii elektrycznej kosztami wsparcia dla farm wiatrowych to jedynie 6 PLN/MWh dla odbiorcy końcowego, a więc 1,3% jego końcowego rachunku za energię. Należy podkreślić, iż alternatywne wytworzenie 1 MWh w źródle węglowym (przy założeniu pełnej odpłatności za uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub>) będzie znacząco (nawet kilkukrotnie) droższe.

Przy założeniu pełnej odpłatności za uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub> dla nowych instalacji (zgodnie planami Komisji Europejskiej) kluczowa różnica między kosztami wytwarzania energii w źródłach odnawialnych i konwencjonalnych (np. węglowych) będzie związana z emisją CO<sub>2</sub>. Powoduje to, iż przy pełnej odpłatności za emisje CO<sub>2</sub>, możliwy dodatkowy koszt związany z wytwarzaniem energii w źródła węglowym mógłby wynieść nawet ok. 21 PLN/MWh<sup>36</sup>, co jest wartością prawie 3,5 krotnie wyższą niż koszt wsparcia dla elektrowni wiatrowych. Ponadto należy uwzględnić, iż energia z OZE w Polsce jest zwolniona z akcyzy, co również podnosi jej konkurencyjność w stosunku do energii ze źródeł konwencjonalnych.

### Wykres 35. Wpływ kosztów wsparcia energetyki odnawialnej na koszty energii elektrycznej dla konsumentów ogółem



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ARE, TGE, Rozporządzenia OZE

## Wyniki analizy dla konsumentów energii elektrycznej z grupy G (gospodarstwa domowe)

Analogicznie jak dla całego rynku, obciążenie ceny sprzedaży 1 MWh energii elektrycznej kosztami zakupu SP to 27 PLN. A zatem udział kosztów SP w rachunku odbiorców końcowych z grupy taryfowej G wynosi około 5,7%. Z tego koszt wsparcia farm wiatrowych obciąża odbiorcę końcowego kosztem 6 PLN/MWh, a więc kosztem równym 1,2% końcowego rachunku za energię elektryczną.

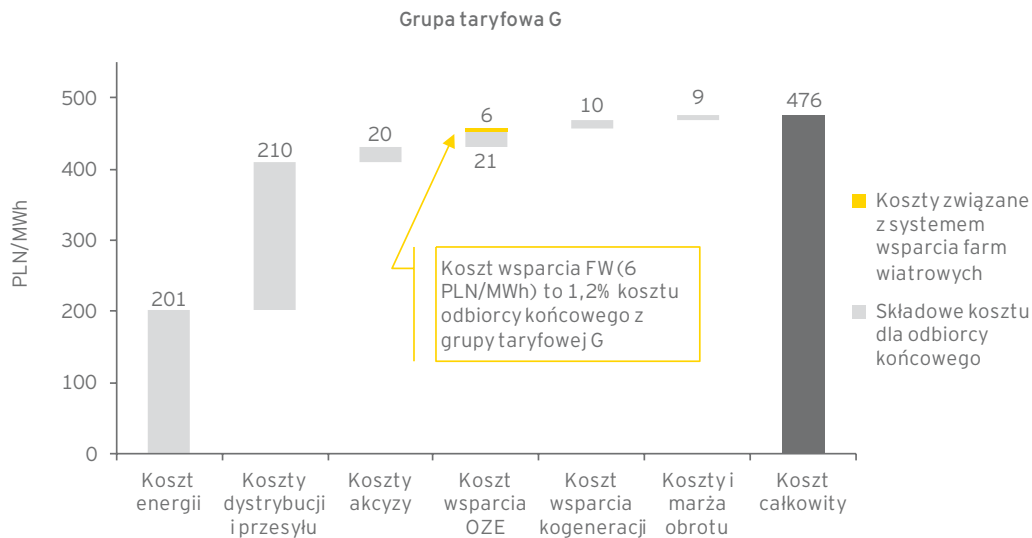
35 Do wyliczeń przyjęto średnią wartość SP na rynku OTC w ciągu 3 kwartałów 2011 roku. Przyjęto dane za 3 kwartały 2011 roku z uwagi na fakt, że dane ARE dotyczące cen energii elektrycznej dostępne 29 lutego 2012 roku obejmowały tylko 3 pierwsze kwartały 2011 roku.

36 Wskaźnik emisyjności dla elektrowni opalanej węglem kamiennym wynosi ok. 0,8-0,9 tony CO<sub>2</sub>/MWh a obecna cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> to około 25 PLN/tona (przy czym możliwy jest jej znaczący wzrost w perspektywie do roku 2020).





**Wykres 36. Wpływ kosztów wsparcia energetyki odnawialnej na koszty energii elektrycznej dla konsumentów z grupy taryfowej G**



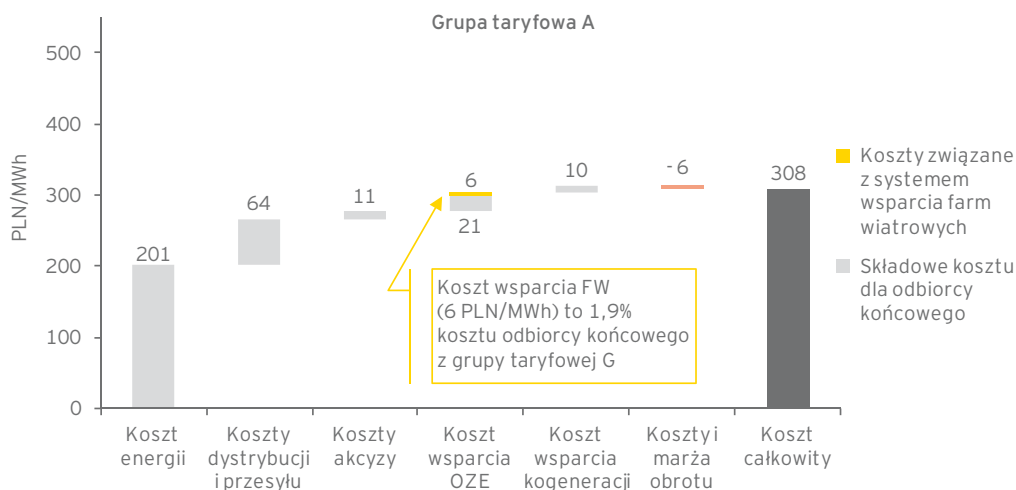
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ARE, TGE, Rozporządzenia OZE

Jeśli zatem gospodarstwo domowe zużywa średnio rocznie 2 MWh energii to roczny koszt energii elektrycznej netto wraz z akcyzą wyniesie 952 PLN. Koszt, który poniesie odbiorca w związku ze wsparciem działających farm wiatrowych w Polsce to jedynie 11,6 PLN (1,2% rocznego rachunku).

**Wyniki analizy dla konsumentów energii elektrycznej dla pozostałych grup taryfowych**

Grupa taryfowa A to największy odbiorca energii elektrycznej. W związku z tym końcowa cena energii elektrycznej oferowana przez przedsiębiorstwa tym klientom jest najmniejsza. Koszty wsparcia OZE alokowane do grupy taryfowej A mają relatywnie największy udział bezwzględny w koszcie całkowitym energii elektrycznej sięgający 8,8%, z czego wsparcie farm wiatrowych generuje 1,9% kosztu całkowitego.

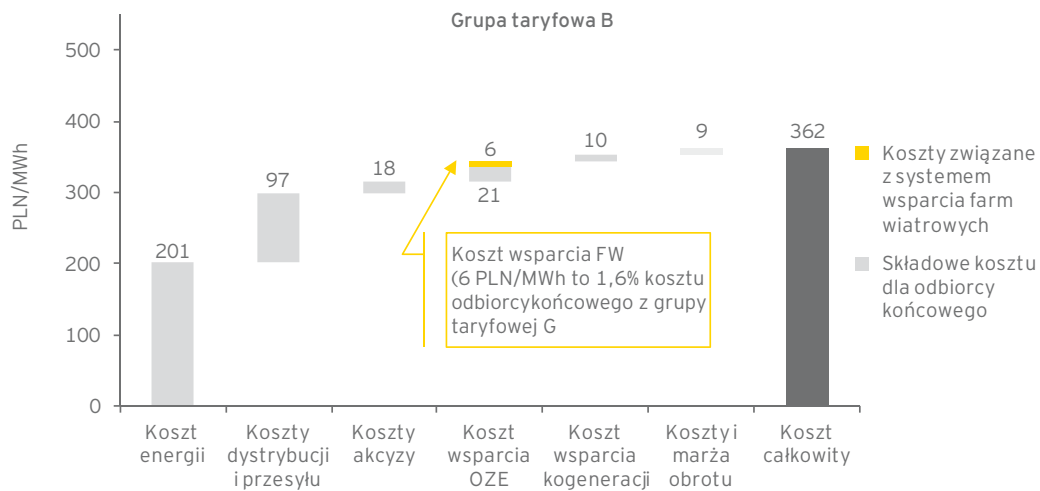
**Wykres 37. Wpływ kosztów wsparcia energetyki odnawialnej na koszty energii elektrycznej dla konsumentów z grupy taryfowej A**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ARE, TGE, Rozporządzenia OZE

Grupa taryfowa B to średni odbiorcy energii elektrycznej. Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej tym odbiorcom wynosiła 362 PLN/MWh. Koszty wsparcia OZE alokowane do grupy taryfowej B stanowią 7,5% kosztu całkowitego energii elektrycznej, z czego wsparcie farm wiatrowych generuje 1,6% kosztu całkowitego.

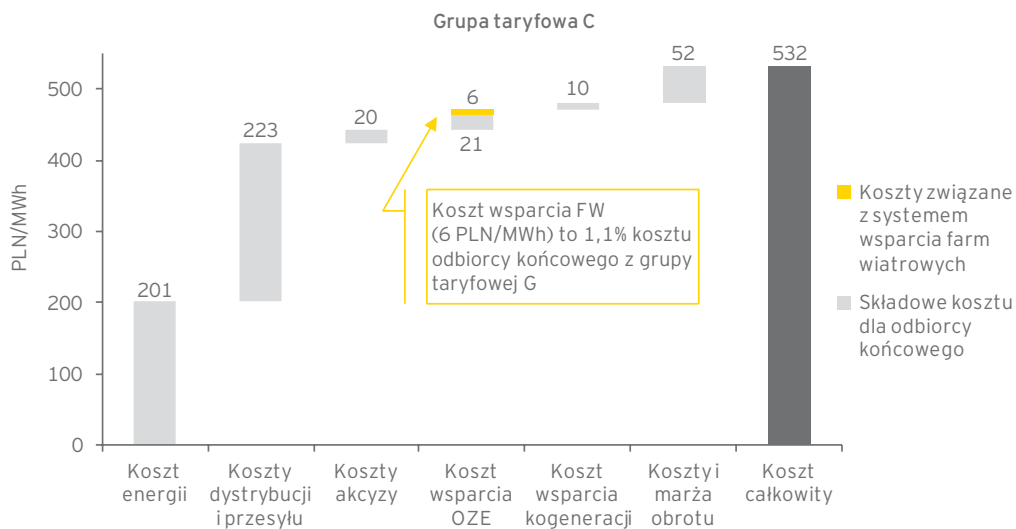
**Wykres 38. Wpływ kosztów wsparcia energetyki odnawialnej na koszty energii elektrycznej dla konsumentów z grupy taryfowej B**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ARE, TGE, Rozporządzenia OZE

Grupa taryfowa C to mali odbiorcy komercyjni. Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej tym odbiorcom wynosiła 532 PLN/MWh. Koszty wsparcia OZE alokowane do grupy taryfowej B stanowią 5,1% kosztu całkowitego energii elektrycznej, z czego wsparcie farm wiatrowych generuje 1,1% kosztu całkowitego.

**Wykres 39. Wpływ kosztów wsparcia energetyki odnawialnej na koszty energii elektrycznej dla konsumentów z grupy taryfowej C**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych ARE, TGE, Rozporządzenia OZE

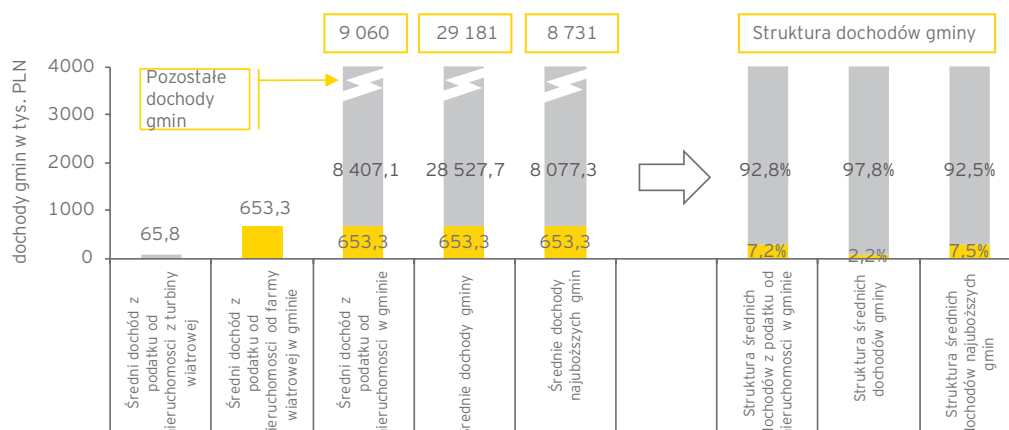


## 4.2 Wpływ inwestycji w farmy wiatrowe na gospodarkę regionalną

### 4.2.1 Dochody uzyskiwane przez gminy z tytułu podatku od nieruchomości

Oprócz przedstawionych wcześniej dochodów uzyskiwanych przez gminy poprzez podatki dochodowe (zob. pod. *Podatek dochodowy od osób fizycznych oraz Podatek dochodowy od osób prawnych działających w sektorze produkcji energii elektrycznej z wiatru*), kolejnym źródłem generującym dodatkowe środki jest podatek od nieruchomości, którym są obciążane farmy wiatrowe. Z ankiety przeprowadzonej wśród gmin, na terenie których zlokalizowano farmy wiatrowe<sup>37</sup> wynika, iż średnia wartość podatku od nieruchomości w 2011 r. wyniosła ok. 65,8 tys. PLN na każdą zainstalowaną turbinę wiatrową. Przyjmując, że wskazana w ankietach kwota podatku na jedną turbinę jest identyczna w każdej z gmin, w 2011 r. łączny dochód z tego tytułu dla wszystkich gmin, na terenie których zlokalizowano farmy wiatrowe wyniósł ok. 66 mln PLN. Oznacza to, że statystyczna gmina posiadająca farmy wiatrowe na swoim terytorium uzyskała w przybliżeniu dochód z tego tytułu w wysokości 653 tys. PLN. Stanowi on zarazem ok. 7,2% średniego dochodu gminy z tytułu podatku od nieruchomości oraz ok. 2,2% średnich dochodów gminy ogółem w Polsce w 2010 r. W przypadku gmin o relatywnie najniższych dochodach<sup>38</sup> przybliżony dochód z podatku od nieruchomości z farm wiatrowych może stanowić nawet do 7,5% ich średniego rocznego dochodu.

**Wykres 40. Szacunkowa wartość dochodów z podatków od nieruchomości z farm wiatrowych w gminach, na terenie których zlokalizowano farmy wiatrowe w 2010 r. (w tys. PLN), wraz procentowym udziałem dochodów z tytułu podatku od nieruchomości z farm wiatrowych w dochodach z podatku od nieruchomości, w średnich dochodach gminy oraz w średnich dochodach najuboższych gmin (w %)**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie wyników ankiety, Ernst & Young, 2012b oraz Ustawy o dochodach jednostek samorządu terytorialnego z 13 XI 2003 r.

37 Próba obejmowała gminy, na terenie których zlokalizowano ok. 43% zainstalowanej mocy w energetyce wiatrowej w Polsce.

38 Grupa 10% gmin o najniższych rocznych dochodach w roku 2010. Średni dochód tak zidentyfikowanej grupy gmin to 8,7 mln PLN.

## 4.2.2 Korzyści i wady z obecności farm wiatrowych na terenie gmin

Tabela 6 przedstawia korzyści i wady wskazane w ankietach wypełnionych przez przedstawicieli gmin, na terenie których już zrealizowano inwestycje w farmy wiatrowe, bądź też które sąsiadują z gminami, w których zlokalizowano inwestycje o takim charakterze. Co jest szczególnie interesujące, to fakt, że wady i negatywne czynniki związane z takimi inwestycjami zostały wskazane głównie przez gminy, które nie posiadają farm wiatrowych na swoim terenie. Dodatkowo, część zidentyfikowanych obaw (utrata turystów, spadek wartości działek) nie została potwierdzona przez gminy posiadające farmy wiatrowe (wskazały one wzrost zainteresowania turystów i zwiększone zainteresowanie działkami na terenie gminy). Ilustruje to poziom stereotypów związanych z energetyką wiatrową, które niejednokrotnie nie znajdują swojego odzwierciedlenia w faktycznych doświadczeniach gmin.

**Tabela 6. Korzyści i wady związane z obecnością farm wiatrowych na terenie gmin**


Korzyści z obecności farm wiatrowych	Wady i obawy związane z obecnością farm wiatrowych*
Inwestycje generują dodatkowe dochody gminy oraz mieszkańców gminy	W razie niezachowania odpowiednich parametrów inwestycji działanie szkodliwe dla zdrowia ludzi i zwierząt
Obecność farm wiatrowych przyczynia się do wzrostu zainteresowania możliwością realizacji inwestycji w obszarze odnawialnych źródeł energii przez innych inwestorów	Obawa o infradźwięki, drgania i promieniowanie elektromagnetyczne
Poprzez inwestycję w farmę wiatrową rozbudowana zostaje infrastruktura energetyczna oraz budowane są nowe odcinki dróg, co przekłada się na wzrost atrakcyjności innych działek przeznaczonych na inwestycje	Ingerencja w krajobraz i przyrodę
Zmiana postrzegania gminy - możliwość budowy wizerunku nowoczesnej i ekologicznej gminy	Obawa o utratę wartości działek zlokalizowanych w pobliżu turbin
Obecność długoterminowego inwestora na terenie gminy	Obawa o utratę turystów
Zainteresowanie turystów, element wyróżniający gminę - bezpłatna promocja gminy	
Świadczenia inwestora na rzecz społeczności lokalnej	
Zatrudnienie lokalnych pracowników przy budowie farmy wiatrowej oraz świadczenie usług na rzecz farmy przez lokalne przedsiębiorstwa	

\*Wady i obawy związane z obecnością farm wiatrowych zostały wskazane głównie przez gminy, na terenie których nie zlokalizowano żadnej farmy wiatrowej - jest to więc informacja szczególnego rodzaju, odzwierciedlająca stereotypy powiązane z inwestycjami w energetyką wiatrową.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie wyników ankiety, Ernst & Young, 2012b







Załączniki



## Załącznik 1. Skróty i definicje

ARE	Agencja Rynku Energii
CAPEX	Nakłady inwestycyjne
EC	Elektrociepłownia
EWEA	European Wind Energy Association
FTE	Liczba pełnych etatów
GUS	Główny Urząd Statystyczny
JKEE	Jednostkowy koszt energii elektrycznej
KPD	Krajowe Plany Działań
OPEX	Koszty operacyjne
OTC	Rynek pozasesyjny
OZE	Odnawialne źródła energii
PMOZE	Prawa majątkowe do świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wyprodukowanej z OZE
RPM	Rynek Praw Majątkowych
SP	Świadectwa pochodzenia
TGE	Towarowa Giełda Energii
URE	Urząd regulacji Energetyki

## Załącznik 2. Lista dokumentów

### 1. Akty prawne

- a. Ustawa z dn. 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne
- b. Ustawa z dn. 13 listopada 2003 r. o dochodach jednostek samorządu terytorialnego
- c. Ustawa z dn. 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym
- d. Projekt z dnia 20 grudnia 2011 r. - Ustawa o odnawialnych źródłach energii
- e. Projekt - Krajowy Plan Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych
- f. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectwa pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzenia danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii
- g. Dyrektywa 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

### 2. Raporty i opracowania

- a. Analiza wymaganego poziomu wsparcia dla morskich elektrowni wiatrowych w Polsce w perspektywie do 2025 roku, FNEZ, styczeń 2012
- b. Economic Development Impacts of Community Wind Projects: A Review and Empirical Evaluation, E. Lantz, S. Tegen, April 2009
- c. Energetyka odnawialna jako dźwignia społeczno-gospodarczego rozwoju województw do 2020 roku, Instytut Energii Odnawialnej, styczeń 2012
- d. Energetyka wiatrowa w Polsce, TPA Horvath & Domański, Zakrzewski, Palinka, listopad 2011
- e. Energetyka wiatrowa w Polsce, TPA Horvath, listopad 2011
- f. Global Wind Energy Outlook 2010, Greenpeace & Global Wind Energy Council, October 2010
- g. Informacja statystyczna o energii elektrycznej, Agencja Regulacji Energetyki, lata 2003 - 2011
- h. Jobs and Economic Development from New Transmission and Generation in Wyoming, E. Lantz, S. Tegen, March 2011
- i. Jobs and Investment in Irish Wind Energy. Powering Ireland's Economy, Deloitte & Irish Wind Energy Association, 2009
- j. Macroeconomic study on the impact of Wind Energy in Spain, Deloitte, November 2009
- k. Potencjał energetyki wiatrowej i biomasy w województwie zachodniopomorskim do roku 2020/2030, Instytut Energetyki Odnawialnej, Raport wykonany na zlecenie Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej, Warszawa, kwiecień 2011
- l. Renewable Energy Country Attractiveness Indices, Ernst & Young, listopad 2011
- m. Rynek praw majątkowych, Towarowa Giełda Energii,
- n. Sytuacja w energetyce. Biuletyn kwartalny, Agencja Regulacji Energetyki, lata 2004 - 2011
- o. The Economic Value of Wind to Wales. A survey, RenewableUK, May 2010
- p. The Economics of Wind Energy, European Wind Energy Association, March 2009
- q. The Economics of Wind Power. Part III, European Wind Energy Association, March 2009
- r. The European offshore wind industry key 2011 trends and statistics, European Wind Energy Association, January 2012
- s. Wind at Work. Wind energy and job creation in the EU, European Wind Energy Association, January 2009
- t. Wind Energy. The facts. An analysis of wind energy in the EU-25. Executive Summary, European Wind Energy Association, 2011
- u. Wind in our sails. The coming of Europe's offshore wind energy industry, European Wind Energy Association, 2011



- v. Wind in power. 2010 European statistics, European Wind Energy Association, February 2011
- w. Wizja rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce do 2020 r., Instytut Energetyki Odnawialnej, Raport wykonany na zlecenie Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej, Warszawa, listopad 2009

### 3. Ankiety

- a. Ankieta przeprowadzona wśród przedsiębiorstw działających w sektorze energetyki wiatrowej, Ernst & Young, 2012a
- b. Ankieta przeprowadzona wśród gmin, na terenie których zlokalizowano farmy wiatrowe, Ernst & Young, 2012b

### 4. Strony internetowe:

- a. European Wind Energy Association, [www.ewea.org](http://www.ewea.org), data dostępu: 25.01.2012
- b. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, [www.psew.pl](http://www.psew.pl), data dostępu: 25.01.2012
- c. Towarowa Giełda Energii, [www.tge.pl](http://www.tge.pl), data dostępu: 25.01.2012
- d. Urząd Regulacji Energetyki, [www.ure.gov.pl](http://www.ure.gov.pl), data dostępu: 25.01.2012

## Załącznik 3. Ankiety

Ankieta dla gmin, na terenie których zlokalizowano farmy wiatrowe

Lp.	Treść pytania	Odpowiedź
Ogólne informacje o inwestycjach		
1.1	Proszę podać nazwę gminy.	
1.2	Ile firm zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej z wiatru działa na terenie Państwa gminy?	
1.3	Jaka jest łączna liczba turbin wiatrowych na terenie Państwa gminy?	
1.4	Proszę podać łączną wartość inwestycji w farmy wiatrowe na terenie Państwa gminy (całkowita kwota związana z inwestycjami w sektorze energii uzyskiwanej z wiatru). Wartości proszę podawać w zł.	
1.5	Czy gmina posiada wydane decyzje o warunkach zabudowy lub uchwalone miejscowe plany zagospodarowania przestrzennego przewidujące posadowienie turbin wiatrowych w przyszłości (proszę zaznaczyć kolorem właściwą odpowiedź)?	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ nie</li> <li>▶ tak</li> </ul> Jeśli TAK to: <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Jaką łączną liczbę turbin wiatrowych przewidują w/w decyzje lub uchwały? liczba turbin: _____</li> <li>▶ Jaką szacunkową łączną moc będą miały planowane inwestycje? łączna moc: _____ MW</li> </ul>
Informacje o przychodach uzyskiwanych z farm wiatrowych przez gminę		
2.1	Jaka była łączna wysokość przychodów z tytułu podatku CIT od operatorów <sup>39</sup> farm wiatrowych zlokalizowanych na terenie Państwa gminy w roku 2010 (a jeśli to możliwe, to również w roku 2011)? Wartości proszę podawać w zł.	
2.2	Jaka była łączna wysokość przychodów z tytułu podatku od nieruchomości uzyskiwanych od operatorów farm wiatrowych zlokalizowanych na terenie Państwa gminy w roku 2010 (a jeśli to możliwe, to również w roku 2011)? Wartości proszę podawać w zł.	
2.3	Jaka była wysokość przychodów z tytułu dzierżawy oraz służebności gruntów operatorom farm wiatrowych zlokalizowanych na terenie gminy w roku 2010 (a jeśli to możliwe, to również w roku 2011)? Czy gmina uzyskuje dodatkowe przychody od operatorów farm wiatrowych (jeśli tak, proszę wskazać jakiego rodzaju są to przychody i ile wynoszą)? Wartości proszę podawać w zł.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ przychody z tytułu dzierżawy i służebności gruntów: _____ zł</li> <li>▶ inne przychody od operatorów farm wiatrowych (rodzaj): _____</li> <li>▶ inne przychody od operatorów farm wiatrowych (wartość): _____</li> </ul>

<sup>39</sup> Przedsiębiorstwa, które zarządzają farmą wiatrową, regulując jej zobowiązania wobec lokalnej administracji (niezależnie od kwestii właścicielskich).





Lp.	Treść pytania	Odpowiedź
Informacje o innych korzyściach z obecności farm wiatrowych na terenie gminy		
3.1	Ile osób na terenie gminy było zatrudnionych w firmach zajmujących się serwisem/obsługą farm wiatrowych w roku 2010 (a jeśli to możliwe, to również w roku 2011)?	
3.2	Czy inwestycje związane z farmami wiatrowymi na terenie Państwa gminy miały wpływ na zmianę postrzegania regionu/gminy przez innych inwestorów (przede wszystkim na możliwość inwestycji przez przedsiębiorstwa z innych branż)? Jeśli tak, proszę opisać w jaki sposób.	
3.3	Jaka była szacunkowa wysokość dochodów rolników z tytułu dzierżawy gruntów od operatorów farm wiatrowych w roku 2010 (a jeśli to możliwe, to również w roku 2011)? Wartości proszę podawać w zł.	
3.4	Jaka jest ocena inwestycji/stosunek do inwestycji w farmy wiatrowe na terenie Państwa gminy (proszę zaznaczyć kolorem właściwą odpowiedź i podać przyczynę wyboru)?	<p>▶ pozytywny (proszę wyjaśnić dlaczego):</p> <p>_____</p> <p>_____</p> <p>_____</p> <p>_____</p> <p>▶ negatywny (proszę wyjaśnić dlaczego):</p> <p>_____</p> <p>_____</p> <p>_____</p> <p>_____</p>
3.5	Jakie są dodatkowe korzyści (oraz ewentualne koszty) związane z obecnością farm wiatrowych na terenie gminy? Proszę o uwzględnienie korzyści dla lokalnego rynku pracy oraz sytuacji przedsiębiorstw z regionu (m.in. zmiana rodzaju usług świadczonych przez firmy).	<p>▶ korzyści (proszę podać jakie):</p> <p>_____</p> <p>_____</p> <p>_____</p> <p>_____</p> <p>▶ koszty (proszę podać jakie):</p> <p>_____</p> <p>_____</p> <p>_____</p> <p>_____</p>

Lp.	Treść pytania	Odpowiedź
3.6	Czy i w jaki sposób gmina zamierza zachęcić kolejne inwestycje z obszaru energetyki wiatrowej (proszę zaznaczyć kolorem właściwą odpowiedź i podać przyczynę wyboru)?	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ tak (proszę wyjaśnić w jaki sposób):  <hr/><hr/><hr/><hr/></li> <li>▶ nie (proszę wyjaśnić dlaczego):  <hr/><hr/><hr/><hr/></li> </ul>
3.7	Czy Państwa gmina wspiera potencjalnych inwestorów w farmy wiatrowe w procesie uzyskiwania niezbędnych zezwoleń (oraz pozyskiwania gruntów) pod inwestycje (proszę zaznaczyć kolorem właściwą odpowiedź i podać przyczynę wyboru)?	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ tak (proszę wyjaśnić w jaki sposób):  <hr/><hr/><hr/><hr/></li> <li>▶ nie (proszę wyjaśnić dlaczego):  <hr/><hr/><hr/><hr/></li> </ul>
3.8	Które spośród poniższych typów elektrowni byłyby przez Państwa preferowane jako potencjalne nowe inwestycje na terenie gminy? Proszę o wytypowanie dwóch najbardziej pożądanых inwestycji spośród następujących (proszę zaznaczyć kolorem właściwe odpowiedzi).	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ biogazownia,</li> <li>▶ farma wiatrowa,</li> <li>▶ elektrownia (lub elektrociepłownia) na biomasę,</li> <li>▶ elektrownia (lub elektrociepłownia) geotermalna,</li> <li>▶ elektrownia fotowoltaiczna,</li> <li>▶ elektrownia wodna.</li> </ul>



### Ankieta dla przedsiębiorstw działających w sektorze energetyki wiatrowej

Lp.	Treść pytania	Odpowiedź
Ogólne informacje o przedsiębiorstwie		
1.1	Proszę podać nazwę Państwa firmy.	
1.2	Czy Państwa firma (możliwość wyboru kilku opcji - proszę zaznaczyć kolorem właściwą odpowiedź):	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ jest dostawcą turbin,</li> <li>▶ zajmuje się budową masztów wiatrowych,</li> <li>▶ jest operatorem farm wiatrowych,</li> <li>▶ zajmuje się działaniami związanymi z przyłączeniami do sieci energetycznych,</li> <li>▶ inne (proszę opisać poniżej).</li> </ul>
1.3	Proszę podać liczbę inwestycji w obszarze energetyki wiatrowej zrealizowała Państwa firma w Polsce? Jaka była ich łączna wartość?	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ liczba inwestycji: _____</li> <li>▶ łączna wartość: _____ zł</li> </ul>
1.4	Proszę podać średnie zatrudnienie w Państwa firmie w obszarze działalności związanej z energetyką wiatrową.	
1.5	Czy Państwa firma posiada (lub planuje budowę) centrum R&D zajmujące się realizacją projektów badawczych w obszarze energetyki wiatrowej na terenie Polski (proszę zaznaczyć kolorem właściwą odpowiedź)? Jeśli tak, proszę podać jego lokalizację.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ nie</li> <li>▶ tak, jeśli tak: lokalizacja: _____</li> </ul>
Informacje o nakładach związanych z inwestycjami w sektorze energetyki wiatrowej		
2.1	Proszę podać średnią łączną wartość nakładów związanych z inwestycją Państwa firmy w jednej lokalizacji farmy wiatrowej na terenie Polski. Wartość proszę podawać w zł.	
2.2	Bazując na doświadczeniu Państwa firmy, proszę wskazać, jaka część nakładów związanych z inwestycją w energetykę wiatrową pozostaje w Polsce (np. wartość elementów niezbędnych do inwestycji lub koszt zasobów ludzkich wykorzystywanych na etapie powstawania farmy wiatrowej)? Wartość proszę podawać w % kwoty podanej w punkcie 2.1.	▶ _____% wartości inwestycji wskazanej w punkcie 2.1 pozostaje w Polsce.
2.3	Bazując na doświadczeniu Państwa firmy, proszę wskazać, jaka część nakładów związanych z inwestycją w energetykę wiatrową (np. wartość elementów niezbędnych do inwestycji lub koszt zasobów ludzkich wykorzystywanych na etapie powstawania farmy wiatrowej) pozostaje w regionie inwestycji, w którym jest ona realizowana (rejon inwestycji - preferowany zakres geograficzny - gmina; jeśli brak takich informacji proszę podać wartości dla powiatu lub województwa, wraz z zaznaczeniem regionu, którego dotyczy odpowiedź)? Wartość proszę podawać w % kwoty podanej w punkcie 2.1.	▶ _____% wartości inwestycji wskazanej w punkcie 2.1 pozostaje w: <ul style="list-style-type: none"> <li>i. gminie*</li> <li>ii. powiecie*</li> <li>iii. województwie*</li> </ul> * proszę zaznaczyć kolorem właściwy zakres geograficzny.

Lp.	Treść pytania	Odpowiedź
2.4	Proszę podać średnią szacunkową wysokość kosztów inwestycyjnych (w mln zł/MW) w 2011 roku w podziale na:	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ zakup i montaż turbin wraz z wieżą: _____ mln zł/MW</li> <li>▶ fundamenty: _____ mln zł/MW</li> <li>▶ instalacja elektroenergetyczna wewnątrz farmy wiatrowej i przyłączenie do sieci: _____ mln zł/MW</li> <li>▶ inne: _____ mln zł/MW</li> </ul>
2.5	Prosimy podać średnią wysokość kosztów operacyjnych produkcji energii w farmach wiatrowych w 2011 roku w podziale na:	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ koszty operacyjne zmienne<sup>40</sup>: _____ zł/MWh</li> <li>▶ koszty operacyjne stałe<sup>41</sup>: _____ zł/MW</li> </ul>
Informacje o wydatkach związanych z obsługą i utrzymaniem farm wiatrowych (dotyczy operatorów farm wiatrowych)		
3.1	Jeśli w pytaniu 1.2 zaznaczono odpowiedź „c” - jaka jest moc zainstalowana farm wiatrowych, których Państwa firma jest operatorem?	
3.2	Bazując na doświadczeniu Państwa firmy, proszę podać średni roczny koszt obsługi serwisowej jednej lokalizacji farmy wiatrowej na terenie Polski. Wartość proszę podawać w zł.	
3.3	Bazując na doświadczeniu Państwa firmy, proszę wskazać, jaka część kosztów związanych z serwisem farm wiatrowych pozostaje w Polsce (np. koszt zasobów ludzkich lub koszt części zamiennych)? Wartość proszę podawać w % kwoty podanej w punkcie 3.2.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ _____% kosztów związanych z serwisem (wskazanych w punkcie 3.2) pozostaje w Polsce.</li> </ul>
3.4	Bazując na doświadczeniu Państwa firmy, proszę wskazać, jaka część kosztów związanych z serwisem farm wiatrowych pozostaje w regionie inwestycji (rejon inwestycji - preferowany zakres geograficzny - gmina; jeśli brak takich informacji proszę podać wartości dla powiatu lub województwa, wraz z zaznaczeniem regionu, którego dotyczy odpowiedź), w którym zrealizowano inwestycję (np. koszt zasobów ludzkich lub koszt części zamiennych)? Wartość proszę podawać w % kwoty podanej w punkcie 3.2.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ _____% kosztów związanych z serwisem (wskazanych w punkcie 3.2) pozostaje w:</li> <li style="margin-left: 20px;">i. gminie*</li> <li style="margin-left: 20px;">ii. powiecie*</li> <li style="margin-left: 20px;">iii. województwie*</li> </ul> <p><small>* proszę zaznaczyć kolorem właściwy zakres geograficzny.</small></p>

40 Koszty operacyjne zmienne obejmują: opłaty serwisowe ponad część stałą opłaty serwisowej; koszty bilansowania.

41 Koszty operacyjne stałe obejmują: ubezpieczenia, podatki i opłaty, stałe koszty serwisu, zużycie własne energii elektrycznej; utrzymanie i remonty; dzierżawa terenu; opłaty za zarządzanie.



Lp.	Treść pytania	Odpowiedź
3.5	Jaka jest średnia wartość podatku od nieruchomości w jednej lokalizacji farmy wiatrowej płacona przez Państwa przedsiębiorstwo w 2010 roku (a jeśli to możliwe, to również w roku 2011)? Wartość proszę podawać w zł.	
3.6	Bazując na doświadczeniu Państwa firmy, proszę podać liczbę pracowników obsługujących jedną farmę wiatrową w 2010 roku (a jeśli to możliwe, to również w roku 2011).	
3.7	Czy w ramach serwisu farm wiatrowych Państwa firma zatrudnia pracowników z regionów, na terenie których znajdują się farmy wiatrowe (rejon inwestycji - preferowany zakres geograficzny - gmina, a jeśli brak takich danych to proszę podać wartości dla województwa)? Proszę zaznaczyć kolorem właściwą odpowiedź i podać przyczynę wyboru?	<p>▶ tak (proszę wyjaśnić jakie są kwalifikacje takich osób):</p> <p>_____</p> <p>_____</p> <p>_____</p> <p>▶ nie (proszę wyjaśnić dlaczego):</p> <p>_____</p> <p>_____</p> <p>_____</p>
3.8	Bazując na doświadczeniu Państwa firmy, proszę wskazać jaka jest średnia liczba pracowników serwisu przypadająca na MW zainstalowanej mocy farmy wiatrowej.	
3.9	Jakie są średnie roczne koszty dla Państwa przedsiębiorstwa wynikające z dzierżawy gruntu (oraz opłat za służebność) w pojedynczej lokalizacji farmy wiatrowej? Wartość proszę podawać w zł. Proszę wskazać, od kogo dzierżawione są grunty (gmina, rolnicy, itp.). Jaki jest średni okres dzierżawy gruntu w przypadku Państwa firmy?	<p>▶ koszt dzierżawy gruntu: _____ zł/rok</p> <p>▶ właściciel gruntu: _____</p> <p>_____</p> <p>▶ średni okres dzierżawy gruntu: _____</p> <p>_____</p>
3.10	Jakie są inne znaczące koszty na poziomie lokalnym, które ponosi rocznie Państwa przedsiębiorstwo w obszarze działalności związanej z energetyką wiatrową? Jaka jest ich wartość? Wartość proszę podawać w zł.	<p>▶ inne koszty:</p> <p>i. _____</p> <p>ii. _____</p> <p>iii. _____</p> <p>▶ wartość wskazanych kosztów:</p> <p>i. _____</p> <p>ii. _____</p> <p>iii. _____</p>



## Załącznik 4. Farmy wiatrowe w Polsce

Zostało zidentyfikowanych 116 farm wiatrowych lub pojedynczych turbin w Polsce (wg stanu na dzień 31 grudnia 2011 roku). Łączna moc zidentyfikowanych instalacji to 1512,6 MW<sup>42</sup>. W tych farmach wiatrowych pracowało 902 turbiny wiatrowe o średniej mocy 1,3 MW.



<sup>42</sup> Różnica w stosunku do danych URE (1 616 MW) wynika najprawdopodobniej z faktu zaliczenia do zestawienia farmy Golice (w fazie uruchomienia) i braku możliwości identyfikacji wszystkich mniejszych instalacji.



**Tabela 7. Zestawienie zidentyfikowanych farm wiatrowych działających w Polsce (stan na 31 grudnia 2011 roku)**

L.p.	Nazwa	Miejscowość	Województwo	Powiat
1	Margonin	Kowalewo / Lipiny / Margonin	wielkopolskie	chodzieski
2	Karścino	Mołtowo / Karścino	zachodniopomorskie	białogardzki / kołobrzeski
3	Wielkopolska	Kleszczewo / Kostrzyn / Nekla	wielkopolskie	poznański / wrzesiński
4	Karcino	Karcino	zachodniopomorskie	kołobrzeski
5	Tychowo	Tychowo	zachodniopomorskie	sławieński
6	Tymień	Tymień	zachodniopomorskie	koszaliński
7	Gołdap/Wronki	Wronki	warmińsko - mazurskie	olecki
8	Korsze	Korsze	warmińsko - mazurskie	kętrzyński
9	Zajączkowo	Łosino, Wdzino, Sierakowo	pomorskie	słupski
10	Kobylnica	Lulemino	pomorskie	słupski
11	Suwałki	Potasznia / Biała Woda / Żywa woda / Bród Stary	podlaskie	suwalski
12	Kisielice	Łodygowo	warmińsko - mazurskie	iławski
13	Golice	Golice	lubuskie	słubicki
14	Tychowo	Tychowo	zachodniopomorskie	białogardzki
15	Dobrzyń	Dobrzyń	kujawsko-pomorskie	lipnowski
16	Mogilno	Mogilno / Olsza	kujawsko-pomorskie	mogileński
17	Inowrocław	Inowrocław	kujawsko-pomorskie	inowrocławski
18	Piecki	Piecki	podlaskie	suwalski
19	Śniatowo	Śniatowo	zachodniopomorskie	kamieński
20	Lipniki / Kamiennik	Lipniki	opolskie	nyski
21	Jagniątkowo (Lake Ostrowo)	Jagniątkowo	zachodniopomorskie	kamieński
22	Kamieńsk	Kamieńsk/Góra Kamieńska	łódzkie	radomszczański
23	Wartkowo	Wartkowo	zachodniopomorskie	kołobrzeski
24	Zagórze / Wolin	Zagórze	zachodniopomorskie	kamieński
25	Karnice / Skrobotowo	Skrobotowo / Kusin	zachodniopomorskie	gryficki
26	Bystra	Bystra	pomorskie	gdański
27	Kisielice / Łęgowo II	Łęgowo / Klimy	warmińsko - mazurskie	iławski
28	Puck / Gnieźdzewo	Gnieźdzewo	pomorskie	pucki
29	Barzowice	Barzowice	zachodniopomorskie	sławieński
30	Jargoniew / Mołtowo	Mołtowo	zachodniopomorskie	kołobrzeski
31	Kutno / Krzyżanów	Krzyżanów	łódzkie	kutnowski
32	Bukowsko	Bukowsko	podkarpackie	sanocki
33	Cisowo	Cisowo	zachodniopomorskie	sławieński
34	Koniecwałd	Koniecwałd / Sztum	pomorskie	sztumski
35	Kisielice / Łęgowo III	Łęgowo / Klimy	warmińsko - mazurskie	iławski
36	Gorzkowice / Szczepanowice	Gorzkowice	łódzkie	piotrkowski
37	Hnatkowice-Orzechowice	Hnatowice / Orzechowice	podkarpackie	przemyski
38	Łęki Dukielskie	Łęki Dukielskie	podkarpackie	krośnieński
39	Gnieźdzewo	Gnieźdzewo	pomorskie	pucki
40	Łebcz II	Łebcz	pomorskie	pucki
41	Lisewo I	Lisewo	pomorskie	wejherowski
42	Łebcz	Łebcz	pomorskie	pucki
43	Szadek	Szadek	łódzkie	zduńskowolski
44	Łebcz I	Łebcz	pomorskie	pucki
45	Brodowo	Brodowo	wielkopolskie	średzki

	Gmina	Liczba turbin	Moc turbiny [MW]	Moc farmy [MW]	Producent turbiny
	Margonin	60	2,0	120,0	Gamesa
	Karlino	60	1,5	90,0	Fuhrländer
	Kleszczewo / Kostrzyn / Nekla	21	2,5	52,5	GE Energy
	Kołobrzeg	17	3,0	51,0	Vestas
	Sławno	20	2,5	50,0	Nordex
	Będzino	25	2,0	50,0	Vestas
	Gołdap/ Świątajno	16	3,0	48,0	Vestas
	Korsze	21	2,3	48,0	Gamesa
	Kobylnica	24	2,0	48,0	Vestas
	Kobylnica	18	2,3	41,4	Siemens
	Suwałki / Jeleniewo	18	2,3	41,4	Siemens
	Kisielice	27	1,5	40,5	GE Energy
	Słubice	19	2,0	38,0	Gamesa
	Stargard Szczeciński	15	2,3	34,5	Siemens
	Dobrzyń	17	2,0	34,0	Vestas
	Mogilno	17	2,0	34,0	Vestas
	Inowrocław	16	2,0	32,0	Vestas
	Filipów	16	2,0	32,0	Gamesa
	Kamień Pomorski	16	2,0	32,0	Vestas
	Kamiennik	15	2,1	30,8	REpower
	Wolin	17	1,8	30,6	Vestas
	Kamieńsk	15	2,0	30,0	Enercon
	Gościno	15	2,0	30,0	REpower
	Wolin	15	2,0	30,0	Vestas
	Karnice	13	2,3	29,9	Siemens
	Pruszcz Gdański	12	2,0	24,0	Gamesa
	Kisielice	11	2,0	22,0	Enercon
	Puck	11	2,0	22,0	Gamesa
	Darłowo	9	2,3	20,7	Nordex
	Gościno	10	2,0	20,0	REpower
	Krzyżanów	10	2,0	20,0	Gamesa
	Bukowsko	9	2,0	18,0	REpower
	Darłowo	9	2,0	18,0	Vestas
	Sztum	12	1,5	18,0	GE Energy
	Kisielice	9	2,0	18,0	Enercon
	Gorzkowice	6	2,0	12,0	Gamesa
	Żurawica / Orły	6	2,0	12,0	Gamesa
	Dukla	5	2,1	10,3	REpower
	Puck	4	2,5	10,0	Nordex
	Puck	5	2,0	9,8	
	Gniewino	14	0,6	8,4	Enercon
	Puck	4	2,0	8,0	Vestas
	Szadek	4	2,0	8,0	
	Puck	4	2,0	7,8	
	Środa Wielkopolska	3	2,5	7,5	GE Energy



L.p.	Nazwa	Miejscowość	Województwo	Powiat
46	Krukowo	Krukowo	zachodniopomorskie	białogardzki
47	Żeńsko	Żeńsko	zachodniopomorskie	choszczeński
48	Darżyno	Darżyno	pomorskie	słupski
49	Konin	Kleczew / Kalinowiec	wielkopolskie	koniński
50	Krzęcin	Krzęcin	zachodniopomorskie	choszczeński
51	Sanniki	Sanniki	mazowieckie	gostyński
52	Bożejewiczki	Bożejewiczki / Sarbinowo	kujawsko-pomorskie	żniński
53	Barzowice	Góra Barzowicka	zachodniopomorskie	ślawieński
54	Stramnica	Stramnica	zachodniopomorskie	kołobrzeski
55	Stypułów	Stypułów	lubuskie	nowosolski
56	Wałcz	Wałcz	zachodniopomorskie	wałeczki
57	Dulsk	Dulsk	kujawsko-pomorskie	golubsko-dobrzyński
58	Łebcz	Łebcz	pomorskie	pucki
59	Kozaki / Gołdap	Kozaki	warmińsko - mazurskie	gołdapski
60	Lisewo II	Lisewo	pomorskie	wejherowski
61	Kisielice / Łęgowo I	Łęgowo	warmińsko - mazurskie	iławski
62	Dąbrówka Barcińska	Dąbrówka Barcińska	kujawsko-pomorskie	żniński
63	Chwałowice	Chwałowice	podkarpackie	stalowowolski
64	Góra Rowelska	Kamionka	Podlaskie	suwalski
65	Morownica	Morownica	wielkopolskie	kościański
66	Połczyno	Połczyno	pomorskie	pucki
67	Popowo Stare	Popowo Stare	wielkopolskie	wolsztyński
68	Kartowice	Kartowice	lubuskie	żagński
69	Sześciwólki	Sześciwólki	podlaskie	suwalski
70	Unikowice	Paczków	opolskie	nyski
71	Giecz	Giecz	wielkopolskie	średzki
72	Gniewkówiec	Karczówka	kujawsko-pomorskie	inowrocławski
73	Kruśliwiec	Inowrocław	kujawsko-pomorskie	inowrocławski
74	Młodocin	Młodocin	kujawsko-pomorskie	żniński
75	Pagórki	Pagórki	warmińsko - mazurskie	elbląski
76	Gorczenica	Gorczenica	kujawsko-pomorskie	brodnicki
77	Cielęta	Cielęta	kujawsko-pomorskie	brodnicki
78	Burzenin	Burzenin	łódzkie	sieradzki
79	Bodzanów	Bodzanów	mazowieckie	płocki
80	Dąbrówka Barcińska	Dąbrówka Barcińska	kujawsko-pomorskie	żniński
81	Siedlątków	Siedlątków	łódzkie	poddębicki
82	Anna	Bogatka	pomorskie	gdański
83	Zembrze	Zembrze	kujawsko-pomorskie	brodnicki
84	Skrzebowa	Skrzebowa	wielkopolskie	ostrowski
85	Zagórzyce	Zagórzyce	kujawsko-pomorskie	radziejowski
86	Podgórz	Podgórz	kujawsko-pomorskie	brodnicki
87	Jankowo	Jankowo	kujawsko-pomorskie	inowrocławski
88	Pielgrzymka	Pielgrzymka	podkarpackie	jasielski
89	Głuszynek	Głuszynek	kujawsko-pomorskie	radziejowski
90	Kawodrza	Częstochowa	śląskie	częstochowski
91	Sieniawa	Sieniawa / Rymanów	podkarpackie	krośnieński
92	Więcibork	Więcibork	kujawsko-pomorskie	sępoleński
93	Sokoły	Sokoły	kujawsko-pomorskie	radziejowski

	Gmina	Liczba turbin	Moc turbiny [MW]	Moc farmy [MW]	Producent turbiny
	Karlino	5	1,5	7,5	Fuhrländer
	Krzęcin	3	2,5	7,5	GE Energy
	Potęgowo	3	2,0	6,0	Enercon
	Kleczew	3	2,0	6,0	
	Krzęcin	4	1,5	6,0	Nordex
	Sanniki	3	2,0	6,0	Vestas
	Żnin	3	2,0	6,0	
	Darłowo	6	0,8	5,0	Vestas
	Kołobrzeg	2	2,3	4,6	Enercon
	Kożuchów	3	1,5	4,5	Fuhrländer
	Wałcz	3	1,5	4,5	Nordex
	Radomin	2	2,0	4,0	Vestas
	Puck	4	0,8	3,2	Enercon
	Gołdap	2	1,2	2,4	Vensys
	Gniewino	3	0,8	2,4	Enercon
	Kisielice	1	2,0	2,0	Enercon
	Barcin	1	2,0	2,0	
	Radomyśl	6	0,3	1,8	
	Wiżajny	6	0,3	1,8	
	Śmigiel	2	0,8	1,6	
	Puck	2	0,8	1,6	Enercon
	Przemęt	2	0,8	1,6	
	Szprotawa	1	1,5	1,5	Vensys
	Wiżajny	1	1,5	1,5	Enercon
	Paczków	1	1,5	1,5	
	Dominowo	2	0,6	1,2	Tacke
	Złotniki Kujawskie	2	0,6	1,2	Dewind
	Inowrocław	2	0,6	1,2	Tacke
	Barcin	2	0,6	1,2	Bonus
	Tolkmicko	1	1,0	1,0	Acowind
	Brodnica	2	0,5	1,0	
	Brodnica	4	0,2	0,9	Danwin
	Burzenin	2	0,5	0,9	
	Bodzanów	3	0,3	0,9	Enercon
	Barcin	3	0,3	0,9	
	Pęczniew	5	0,2	0,9	WindWorld
	Pruszcz Gdański	1	0,9	0,9	Vestas
	Brzozie	1	0,8	0,8	
	Raszków	1	0,8	0,8	Enercon
	Radziejów	5	0,2	0,8	Bonus
	Brodnica	3	0,3	0,8	Dencon
	Pakość	3	0,2	0,7	Danwin
	Osiek Jasielski	4	0,2	0,6	Vestas
	Topólka	4	0,2	0,6	Bonus
	Częstochowa	2	0,3	0,6	
	Rymanów / Sieniawa	2	0,3	0,6	Vestas
	Więcbork	2	0,3	0,6	
	Piotrków Kujawski	4	0,2	0,6	WindWorld





L.p.	Nazwa	Miejscowość	Województwo	Powiat
94	Witkówko	Witkówko	wielkopolskie	gnieźniński
95	Niedźwiada	Niedźwiada	łódzkie	łowicki
96	Biała Panieńska	Biała Panieńska	wielkopolskie	koniński
97	Jemielnica	Jemielnica	opolskie	strzelecki
98	Kłonowo	Kłonowo	kujawsko-pomorskie	radziejowski
99	Kiejsze I	Kiejsze	wielkopolskie	kolski
100	Mińsk Mazowiecki	Arynów	mazowieckie	miński
101	Kcynia	Kcynia	kujawsko-pomorskie	nakielski
102	Wróblak Szlachecki	Wróblak Szlachecki	podkarpackie	krośnieński
103	Brylewo / Nowy Dwór	Brylewo	kujawsko-pomorskie	radziejowski
104	Dłutów	Dłutów	łódzkie	pabianicki
105	Żeronice	Żeronice	wielkopolskie	turecki
106	Mielec	Mielec	podkarpackie	mielecki
107	Rembertów	Tarczyn / Rembertów	mazowieckie	piaseczyński
108	Starbienno	Starbienno	pomorskie	wejherowski
109	Kiejsze II	Kiejsze	wielkopolskie	kolski
110	Nowogard	Nowogard	zachodniopomorskie	goleniowski
111	Dobrzyniówka	Dobrzyniówka	podlaskie	białostocki
112	Gorzkowiczki	Gorzkowiczki	łódzkie	piotrkowski
113	Psary	Psary	śląskie	lubliniecki
114	Niegardów	Niegardów	małopolskie	proszowicki
115	Kwilicz	Kwilicz	wielkopolskie	międzychodzki
116	Rytro	Rytro	małopolskie	nowosądecki
117	Wrocki	Wrocki	kujawsko-pomorskie	golubsko-dobrzyński
118	Chańcza	Chańcza	świętokrzyskie	kielecki
119	Wąsosze	Wąsosze	wielkopolskie	koniński

Źródło: Opracowanie własne

**Tabela 8. Wybrane farmy wiatrowe w budowie (stan na 31 grudnia 2011 roku)**

L.p.	Nazwa	Miejscowość	Województwo	Powiat
1	Darłowo	Wiekowice / Jeżyce / Dobiesław	zachodniopomorskie	sławieński
2	Żuromin	Kuczbork-Osada / Żuromin / Lubowidz	mazowieckie	żuromiński
3	Pągów	Pągów	opolskie	namysłowski
4	Pelplin	Lignowy Szlacheckie / Pomyje / Janiszewko / Rudno / Pelplin	pomorskie	tczewski
5	Łukaszów	Łukaszów	dolnośląskie	złotoryjski
6	Kamionka	Bielin / Mieszkowice / Kamionka	zachodniopomorskie	gryfiński
7	Modlikowice	Modlikowice	dolnośląskie	złotoryjski
8	Czarnożyły	Czarnożyły / Wydrzyn / Staw	łódzkie	wieluński
9	Wyszyny	Wyszyny	wielkopolskie	chodzieski

Źródło: Opracowanie własne

	Gmina	Liczba turbin	Moc turbiny [MW]	Moc farmy [MW]	Producent turbiny
	Witkowo	1	0,6	0,6	Nordtank
	Łowicz	2	0,3	0,5	Dencon
	Rychwał	2	0,2	0,5	Nordtank
	Jemielnica	3	0,2	0,5	
	Dobre	3	0,2	0,5	Bonus
	Babiak	3	0,2	0,5	Nordtank
	Mińsk Mazowiecki	1	0,4	0,4	Micon
	Kcynia	1	0,4	0,4	Micon
	Rymanów	2	0,2	0,3	
	Bytoń	2	0,2	0,3	Bonus
	Dłutów	2	0,2	0,3	
	Dobra	1	0,3	0,3	Bonus
	Mielec	1	0,3	0,3	
	Tarczyn	1	0,3	0,3	Lagerway
	Choczewo	1	0,3	0,3	REpower
	Babiak	1	0,3	0,3	Bonus
	Nowogard	1	0,2	0,2	Vestas
	Zabłudów	1	0,2	0,2	
	Gorzkowice	1	0,2	0,2	
	Woźniki	1	0,2	0,2	
	Koniusza	1	0,2	0,2	
	Kwilcz	1	0,2	0,2	Nowomag
	Rytko	1	0,2	0,2	Nowomag
	Golub - Dobrzyń	1	0,2	0,2	Nowomag
	Raków	1	0,2	0,2	
	Ślesin	1	0,2	0,2	
		<b>859 (łącznie)</b>	<b>1,2 (średnia)</b>	<b>1512,6 (łącznie)</b>	

	Gmina	Liczba turbin	Moc turbiny [MW]	Moc farmy [MW]	Producent turbiny
	Darłowo	32	2,5	80,0	GE Energy
	Kuczbork-Osada / Żuromin / Lubowidz	30	2,0	60,0	Gamesa
	Wilków / Oleśnica	17	3,0	51,0	Vestas
	Pelplin	24	2,0	48,0	Gamesa
	Zagrodno	17	2,0	34,0	Vestas
	Mieszkowice	12	2,5	30,0	
	Zagrodno	12	2,0	24,0	Vestas
	Czarnożyły	8	2,0	16,0	Gamesa
	Budzyń	3	2,0	6,0	Vestas

## Załącznik 5. Założenia kalkulacji kosztu wytwarzania energii

**Tabela 9. Założenia do kalkulacji JKEE**

Koszt wytwarzania energii		Lądowe farmy wiatrowe	Morskie farmy wiatrowe	Biomasa (EC)*
CAPEX	mIn PLN/MW	6,6	13,6	10,7
OPEX				
Koszty operacyjne stałe	PLN/kW	110	320	482
Cena paliwa	PLN/GJ	0	0	30
Koszty zmienne poza paliwem i CO <sub>2</sub>	PLN/MWh	35	25	7
Koszty CO <sub>2</sub> na MWh	PLN/MWh	0	0	0
Cena CO <sub>2</sub>	PLN/t	60	60	60
Emisja CO <sub>2</sub>	t/MWh	0,00	0,00	0,00
Alokacja darmowych CO <sub>2</sub>	%	0%	0%	0%
Techniczne				
Sprawność netto	%	n/d	n/d	65%
Czas wykorzystania mocy zainstalowanej	h/a	2300	3100	8000
Produkcja energii elektrycznej	MWh	92 000	620 000	240 000
Wskaźnik wykorzystania mocy	%	26%	35%	91%
Okres funkcjonowania	a	20	20	30
Zapotrzebowanie na paliwo	GJ			3 125 489

Źródło: Opracowanie własne

	Elektrownia wodna	Biomasa	Biogaz rolniczy (EC) *	Fotowoltaika	Węgiel kamienny	Gaz	Elektrownia atomowa
	18,5	10,3	14,4	8,2	6,6	3,9	16,5
	60	150	400	100	105	80	60
	0	30	43	0	12	33	4 694
	0	12	8	30	12	8	80
	0	0	0	0	42	21	0
	60.	60	60	60	60	60	60
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,70	0,35	0,00
	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	n/d	40%	85%	n/d	46%	58%	n/d
	4000	7000	6000	900	7000	7000	8000
	4 000	1 400 000	12 000	1 800	5 600 000	5 600 000	12 800 000
	46%	80%	68%	10%	80%	80%	91%
	80	40	30	25	60	30	60
		12 600 000	114 353		43 826 087	34 758 621	33 862

## 5. Autorzy raportu



**Dr Piotr Ciżkowicz**  
Senior Menedżer  
Dział Doradztwa Biznesowego  
Ernst & Young

Tel.: +48 22 557 6411  
Email: Piotr.Cizkowicz@pl.ey.com



**Aleksander Gabryś**  
Menedżer  
Dział Doradztwa Biznesowego  
Ernst & Young

Tel.: +48 22 557 6244  
Email: Aleksander.Gabrys@pl.ey.com



**Kamil Baj**  
Konsultant  
Dział Doradztwa Biznesowego  
Ernst & Young

Tel.: +48 22 557 8855  
Email: Kamil.Baj@pl.ey.com



**Maciej Bawół**  
Analityk  
Dział Doradztwa Biznesowego  
Ernst & Young

Tel.: +48 22 557 8842  
Email: Maciej.Bawol@pl.ey.com





Ernst & Young

Assurance | Tax | Transactions | Advisory

Firma Ernst & Young jest globalnym liderem w zakresie usług audytorskich, podatkowych, transakcyjnych i doradczych. Na całym świecie 152 000 naszych pracowników jednoczą wspólne wartości i świadczenie wysokiej jakości usług. Zmieniamy rzeczywistość, pomagając naszym pracownikom, naszym klientom oraz otaczającej nas społeczności w wykorzystaniu ich potencjału.

Nazwa „Ernst & Young” dotyczy firm członkowskich EY Global Limited („EYG”), z których każda stanowi osobny podmiot prawny. EYG, brytyjska spółka z odpowiedzialnością ograniczoną do wysokości gwarancji (company limited by guarantee), nie świadczy usług na rzecz klientów.

Aby uzyskać więcej informacji, odwiedź [www.ey.com/pl](http://www.ey.com/pl)

© 2012 Ernst & Young  
Wszelkie prawa zastrzeżone.  
SCORE: 002.03.12

Uwaga:

Niniejsza publikacja została sporządzona z należytą starannością, jednak z konieczności pewne informacje zostały podane w skróconej formie. W związku z tym publikacja ma charakter wyłącznie orientacyjny, a zawarte w niej dane nie powinny zastąpić szczegółowej analizy problemu lub profesjonalnego osądu.

Ernst & Young nie ponosi odpowiedzialności za jakiegokolwiek straty powstałe w wyniku czynności podjętych lub zaniechanych na podstawie niniejszej publikacji. Zalecamy, by wszelkie przedmiotowe kwestie były konsultowane z właściwym doradcą.