



EWEA

THE EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION



Wiatr ze wschodu

Wschodzące europejskie rynki energetyki wiatrowej

Wiatr ze wschodu

Wschodzące europejskie rynki energetyki wiatrowej

a report by the European Wind Energy Association

Tekst i analiza

Rozdział 1: Mihaela Dragan, Jacopo Moccia and Pierre Tardieu (Europejskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej-EWEA)

Rozdział 2 do Rozdziału 5: Honorata Fijalka, Raluca Voinica, Bogdan Belciu, Iulian Circiumaru, Jan Brazda, Martin Dolezal, Michal Miklovic, David Schneider and Michael Sponring (PwC)

Recenzenci: Christian Kjaer, Maria Tvrdonova, Jacopo Moccia, Justin Wilkes and Julian Scola (EWEA)

Korekta i edycja: Adrienne Margolis, Zoë Casey (EWEA)

Koordinacja projektu: Jesús Quesada (EWEA)

Projekt: Giseline Van de Velde

Druk: www.artoos.be

EWEA dołączyła do programu drukowania neutralnego dla klimatu.

W oparciu o kryteria środowiskowe dokonuje wyboru dotyczącego tego, co i w jaki sposób drukuje.

Emisje CO₂ będące skutkiem drukowania są obliczane i kompensowane poprzez zakup uprawnień do emisji od projektu zrównoważonej energetyki.

Opublikowano w lutym 2013

ISBN: 978-2-930670-03-4



© Wolf Winter

STRESZCZENIE

Europa środkowa, wschodnia i południowo-wschodnia stanowią nową granicę energetyczną Europy. W najbliższych latach należy oczekiwać znaczącego wzrostu, możliwości oraz korzyści dla regionu. Odnosi się to zarówno do państw Europy środkowej, wschodniej i południowo-wschodniej będących członkami Unii Europejskiej, jak i państw kandydujących do członkostwa oraz takich, które potencjalnie mogą kandydować w przyszłości.

Te nowo ukształtowane i wschodzące rynki są ważne nie tylko same w sobie; w związku ze stanem rynków energetyki wiatrowej w innych częściach Europy charakteryzują się także zwiększonym postrzeganiem znaczeniem. Wydaje się, że nowe rynki mają predyspozycje do zrównoważenia, w mniejszym lub większym zakresie, spadków, które w najbliższej przyszłości nastąpią na niektórych bardziej dojrzałych rynkach europejskich. Dlatego też umożliwienie wschodzącym europejskim rynkom osiągnięcia ich pełnego potencjału jest bardzo ważne dla europejskiej branży energetyki wiatrowej.

Nowe Państwa Członkowskie Unii Europejskiej

- Moc zainstalowana w energetyce wiatrowej w nowych Państwach Członkowskich Unii Europejskiej¹ wzrosła z 208 MW w 2005 r. do 4 200 MW na koniec 2011 r. co daje średnioroczny wzrost na poziomie 665 MW. Wzrost ten w dużej mierze jest spowodowany polityką energetyczną UE: celami indykatywnymi w zakresie energii odnawialnej na 2010 r. dla wszystkich Państw Członkowskich² oraz wiążącymi celami na rok 2020 ustanowionymi przez Dyrektywę OZE z 2009 r.³
- Rozwój energetyki wiatrowej, podobnie jak polityka w tym zakresie oraz wymagane zachęty, różnią się w zależności od regionu. Rynków energetyki wiatrowej jest tak wiele, jak Państw Członkowskich. Co interesujące, pięć z 12 nowych Państw Członkowskich (Bułgaria, Polska, Republika Czeska, Rumunia oraz Węgry) posiada 88% łącznej mocy zainstalowanej w energetyce wiatrowej we wszystkich nowych Państwach Członkowskich.
- Udział rocznego przyrostu mocy zainstalowanej w energetyce wiatrowej w nowych Państwach Członkowskich wzrósł z nieco ponad 2% w 2005 r. do 12,5% w 2011 r.

- Zgodnie z Krajowymi Planami Działań (KPD) nowych Państw Członkowskich do roku 2020 do sieci powinno zostać przyłączone około 16 GW nowych mocy – przyrost o 10 GW lub 165% w porównaniu do roku 2012.
- Poza nielicznymi, kluczowymi wyjątkami nowe Państwa Członkowskie aktualnie nie wypełniają celów ustanowionych w ich KPD.

Europejskie rynki poza obszarem UE

- Kilka europejskich krajów położonych poza granicami UE również charakteryzuje się zachęcającym wzrostem w branży energetyki wiatrowej. W przypadku Chorwacji kluczowymi czynnikami są wymagania akcesyjne, natomiast w przypadku Ukrainy jest to jej dostosowywanie się do polityki energetycznej UE.
- Oczekuje się, że dostosowanie się Serbii do wymagań akcesyjnych UE i rozwiązanie przez władze kwestii legislacyjnych zapoczątkują rozwój sektora energetyki wiatrowej.
- Turcja posiada jeden z najszybciej rozwijających się sektorów wytwarzania energii elektrycznej na świecie, co przyczynia się do znaczących inwestycji w energię wiatrową. Ustanowiono rządowy cel - 20 GW mocy zainstalowanej w energetyce wiatrowej do roku 2023. Osiągnięcie tego celu będzie wymagało dodania 18 GW nowych mocy.
- Choć dzięki zagospodarowaniu swoich obfitych zasobów wiatru Rosja odniosłaby korzyści ekonomiczne i środowiskowe, aktualnie rząd nie wykazuje znaczącego zainteresowania rozwijaniem tego potencjału.

Finansowanie energetyki wiatrowej na wschodzących rynkach Europy

- Kilka komercyjnych banków jest skłonnych inwestować w projekty z zakresu energetyki wiatrowej w Europie środkowej i wschodniej. Niemniej jednak kluczowym problemem w pozyskiwaniu finansowania jest niestabilność regulacyjna w tych krajach.
- Banki oferują wiele mechanizmów finansowania; najpowszechniejszym są kredyty uprzywilejowane bez

¹ Bułgaria, Cypr, Estonia, Litwa, Łotwa, Malta, Polska, Republika Czeska, Rumunia, Słowacja, Słowenia i Węgry.

² Dyrektywa 2001/77/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 27 września 2001 w sprawie wspierania produkcji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych

³ Dyrektywa 2009/28/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 23 kwietnia 2009 w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca Dyrektywę 2001/77/WE oraz 2003/30/WE

prawa regresu oraz z ograniczonym prawem regresu. Preferowane są umowy zawierane w euro, a nie w lokalnych walutach.

- Trzy instytucje finansowe aktywnie działają w zakresie finansowania projektów z zakresu energetyki wiatrowej w regionie: Europejski Bank Inwestycyjny (EBI), Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju (EBOiR) oraz Międzynarodowa Korporacja Finansowa (IFC). IFC dostarcza finansowania średnio- i długookresowego lub kredytów konsorcjalnych wspólnie z lokalnymi bankami komercyjnymi.
- Finansowanie energetyki wiatrowej w ramach UE jest możliwe również z unijnych funduszy spójności. W latach 2007 – 2010 projekty z zakresu energetyki wiatrowej otrzymały 786 milionów €, z czego 420 miliony € trafiło do nowych Państw Członkowskich. Niestety, ze względu na skomplikowane procedury unijne oraz krajowe wydano zaledwie 3% tej kwoty.
- Fundusze UE na energetykę wiatrową mogą wzrosnąć w latach 2014-2020, jeżeli tylko priorytety funduszy zostaną dostosowane do polityki klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej.

Mechanizmy wsparcia

- Wszystkie analizowane kraje utworzyły mechanizmy wsparcia dla energetyki wiatrowej. Mechanizmy te różnią się między sobą kształtem i efektywnością.
- Stabilność mechanizmów wsparcia jest kluczowa dla podtrzymania rozwoju branży energetyki wiatrowej. Tam, gdzie zasady są niejasne, nieprzewidywalne lub często zmieniające się (czasami z mocą wsteczną), rozwój energetyki wiatrowej charakteryzuje się cyklami wzrostowymi i spadkowymi lub nie występuje w ogóle.

Zalecenia

- W warunkach ekonomicznych, w których dostępność kredytu w wielu krajach jest ograniczona, kluczowym czynnikiem pozwalającym uzyskać finansowanie są ramy prawne. Dlatego też kluczowe są długofalowa stabilność, przewidywalność oraz skuteczność działania.

- Rządy poszczególnych państw powinny zapewnić, by mechanizmy wsparcia były zgodne z zasadami rynku wewnętrznego UE. Brak pro-aktywnych działań Komisji Europejskiej oraz rządów państw zmierzających do stworzenia kompatybilnych mechanizmów wsparcia może prowadzić do długich procedur formalnego zatwierdzania projektów, znacząco spowalniających rozwój rynku.
- Podejście do obszarów wyłączonych (Natura 2000, obszary ochrony przyrody i dziedzictwa, poblizsze instalacji radarowych) powinno być obiektywne, a kryteria jasno przedstawione deweloperom. Rządy państw powinny stworzyć odpowiednie instrumenty planistyczne mające zapewnić, by energetyka wiatrowa była rozwijana w harmonii ze środowiskiem naturalnym.
- Zasady dotyczące oceny oddziaływania na środowisko powinny być czytelne i solidne. Niezgodność ze standardami międzynarodowych instytucji finansowych może poważnie utrudnić finansowanie projektów.
- Koszty przyłączenia do sieci powinny być przejrzyste, a procedury dostępu do sieci powinny być zaprojektowane z korzyścią dla rzeczywistych deweloperów projektów.
- Procedury administracyjne powinny zostać usprawnione. Terminy powinny być czytelnie wyznaczone, a rządy powinny działać na rzecz automatycznego zatwierdzania wniosków w przypadku nieprzebrzegania terminów.
- Podejście do procedur administracyjnych i przyłączeniowych oparte o „system jednego okienka”, a także odpowiednia liczba wyszkolonych urzędników przyczyniłyby się do znaczącego skrócenia czasu realizacji projektów.

Wyniki dla każdego z krajów zostały podsumowane w tabeli poniżej. Dalsze szczegóły znajdują się w rozdziałach poświęconych danym państwom. Członkowie EWEA mogą uzyskać dostęp do dodatkowych informacji, map, profili państw oraz informacji ogólnych za pośrednictwem strefy dla członków na stronie internetowej www.ewea.org.

SUMMARY TABLE

	Rynek energii	Cele dla energetyki wiatrowej	Mechanizm wsparcia	Zasoby	Łańcuch dostaw	Finansowanie	Pozwolenia	Infrastruktura energetyczna
Rynki pierwszej fali								
Bułgaria	☹	☺	☹	☺	☺	☹	☺	☹
Węgry	☹	☹	☹	☹	☹	☺	☺	☺
Polska	☹	☺	☹	☺	☺	☺	☹	☹
Rumunia	☺	☺	☺	☺	☹	☺	☹	☹
Turcja	☹	☺	☹	☺	☺	☺	☺	☹
Rynki drugiej fali								
Republika Czeska	☹	☹	☹	☹	☺	☺	☹	☺
Chorwacja	☹	☺	☺	☺	☺	☺	☹	☺
Ukraina	☺	☹	☺	☺	☺	☹	☹	☹
Przyszłe rynki								
Serbia	☹	☺	☺	☺	☹	☹	☹	☺
Słowacja	☹	☹	☹	☹	☹	☹	☹	☺
Słowenia	☹	☹	☹	☹	☹	☹	☹	☹
Rosja	☹	☹	☹	☺	☹	☹	☺	☹

☺ Sprzyjające inwestycjom z zakresu energetyki wiatrowej

☹ Niesprzyjające inwestycjom z zakresu energetyki wiatrowej

☹ Ani sprzyjające, ani utrudniające inwestycje z zakresu energetyki wiatrowej

3.3 Polska

Główne wnioski

Rynek energii – informacje ogólne

- ☺ Polski sektor elektroenergetyczny jest zdominowany przez cztery pionowo zintegrowane przedsiębiorstwa.
- ☺ Energetyka ciepła stanowi 97% wytwarzania.

Energetyka wiatrowa w Polsce

- ☺ Polska jest największym rynkiem energetyki wiatrowej wśród nowych Państw Członkowskich UE i charakteryzuje się znaczącym potencjałem.
- ☺ Aktualnie energetyka wiatrowa rozwija się szybciej, niż określa to trajektoria wyznaczona w KPD.
- ☺ Niepewność związana ze zmianami prawa dotyczącego energetyki odnawialnej oraz systemu wsparcia zdestabilizowała rynek..

Łańcuch dostaw

- ☺ Pięciu dużych deweloperów przyczyniło się do budowy prawie połowy zainstalowanej mocy. Zagraniczne przedsiębiorstwa energetyczne mają silną pozycję na polskim rynku energetyki wiatrowej.
- ☺ Łańcuch dostaw tworzą liczni gracze. Lokalna siła robocza rozrasta się; uruchamiane są odpowiednie kursy i szkolenia.

Finansowanie

- ☺ Liczne banki, międzynarodowe instytucje finansowe oraz organizacje wielostronne finansują energetykę wiatrową w Polsce.

Lokalizacje

- ☺ Wiele idealnych lokalizacji farm wiatrowych znajduje się na obszarach chronionych, co skutkuje znaczną liczbą odrzuconych wniosków.

Ramy regulacyjne

- ☺ Mogą występować znaczne opóźnienia w wydawaniu pozwoleń na budowę.
- ☺ Procedury uzyskiwania przyłączenia do sieci są niejasne.



TABELA 3.3.1 WYTWARZANIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ W LATACH 2007–2011 W PODZIALE NA ŹRÓDŁA (TWh)

Rodzaj źródła	2007	2008	2009	2010	2011
Odnawialne	0.4	0.7	0.8	1.3	2.8
Wodne	2.7	2.5	2.8	3.3	2.5
Jądrowe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Konwencjonalne ciepne	156.4	152.4	147.3	151.8	157.8
Ogółem	159.5	155.6	150.9	156.3	163.2
% OZE	0.3%	0.4%	0.5%	0.8%	1.7%

Źródło: Raporty roczne PSE

3.3.1 Rynek energii – informacje ogólne

Polski sektor elektroenergetyczny jest zdominowany przez cztery pionowo zintegrowane przedsiębiorstwa, z których największe są własnością państwa. Ze względu na znaczne krajowe zasoby węgla kamiennego i brunatnego zdecydowana większość energii jest wytwarzana w konwencjonalnych źródłach ciepłych. Energia wytworzona w elektrowniach ciepłych stanowiła 96,7% energii elektrycznej wytworzonej w 2011 r. Na drugim miejscu były odnawialne źródła energii, za wyjątkiem elektrowni wodnych, z udziałem wynoszącym 1,7%. Ilość energii wytworzonej w elektrowniach wodnych zmniejszyła się w 2011 r. o 26% i wynosiła 1,5% ogółu wytworzonej energii elektrycznej.

W 2011 r. ilość wytworzonej energii elektrycznej ogółem wzrosła o 4%, osiągając poziom 163 TWh. W roku 2007 oraz 2008 ilość wytwarzanej energii elektrycznej zmniejszyła się o 2,7% pomimo przyrostu zainstalowanej mocy wytwórczych o 0,6%. W następnych latach ilość wytwarzanej energii wróciła na ścieżkę wzrostu. Te wahania można wyjaśnić przede wszystkim spadkiem popytu w okresie dekonjunktury.

Krajowe zużycie energii elektrycznej w latach 2007-2010 rosło w tempie 1% złożonej rocznej stopy wzrostu (CAGR). Oczekiwany jest dalszy wzrost zużycia, zgodnie z przewidywaniami dotyczącymi rozwoju gospodarczego, przyrostu populacji oraz zwiększonego wykorzystania urządzeń elektrycznych.

Gospodarstwa domowe stanowią trzecią co do wielkości grupę odbiorców energii elektrycznej, stanowiącą 19,8% łącznego zapotrzebowania w 2010 r. Zużycie energii w gospodarstwach domowych wzrosło o 9% w ciągu zaledwie czterech lat – od 2007 r. do 2010 r. Pozostała energia jest zużywana na potrzeby działalności gospodarczej. Działalność ta koncentruje się w pięciu głównych sektorach: przemysł (29,2% łącznego zużycia w 2010 r.), sektor energetyczny (18%), transport (3,2%), rolnictwo (1,1%) oraz inni odbiorcy (28,7%).

Ze względu na kurczenie się sektora przemysłu zapotrzebowanie odbiorców biznesowych na energię elektryczną zmniejszyło się o 9% od roku 2009. Pomimo to od 2010 r. zapotrzebowanie to zaczęło rosnąć; oczekuje się dalszego wzrostu w najbliższych latach.

RYSUNEK 3.3.1 WYTWARZANIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ W LATACH 2007–2011 W PODZIALE NA ŹRÓDŁA

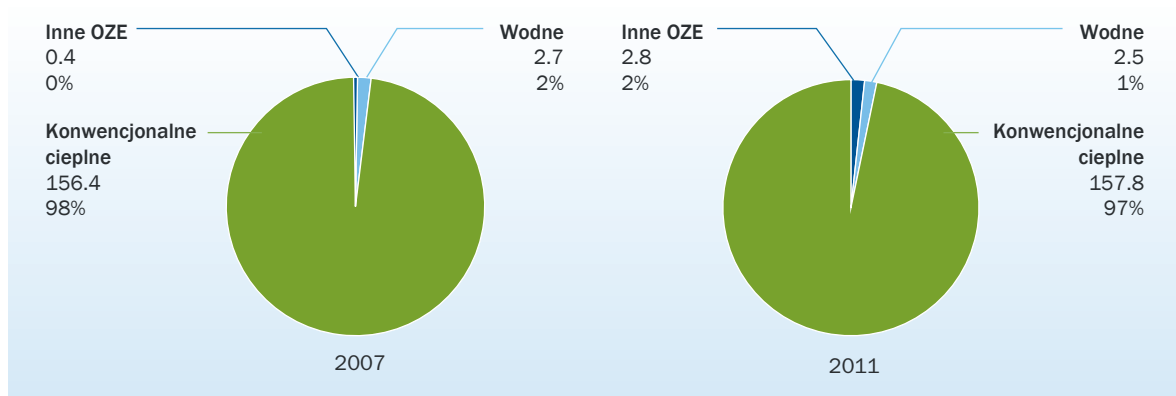


TABELA 3.3.2 ROCZNY EKSPORT ENERGII ELEKTRYCZNEJ W LATACH 2007–2011 (TWH)

	2007	2008	2009	2010	2011
Roczny eksport energii elektrycznej	13.1	9.7	9.6	7.7	12.0

Źródło: ENTSO-E

TABELA 3.3.3 ŁĄCZNA MOC ZAINSTALOWANA W LATACH 2007–2012 (SZACUNEK) (GW)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012*
Łączna moc zainstalowana	35.1	35.3	35.6	35.8	37.4	38.7*

* Szacunek

Źródło: PSE Operator SA

O ile odbiorcy domowi płacą za energię elektryczną o około 8,1% mniej, niż wynosi średnia dla UE-27, przeciętny odbiorca przemysłowy płaci 2,5% powyżej średniej. W 2011 r. średnia cena energii elektrycznej dla gospodarstw domowych oraz przedsiębiorstw wynosiła odpowiednio 147 €/MWh oraz 125 €/MWh.

Energią elektryczną handluje się na różnych rynkach: w ramach pozagiełdowych kontraktów dwustronnych; na giełdzie energii PolPx obejmującej rynki dnia następnego, dzienne (intraday) oraz rynek zielonych certyfikatów; na rynku bilansującym; oraz na rynku mocy wymiany transgranicznej. Polski system przesyłowy jest połączony za pośrednictwem linii, o różnym napięciu, z większością państw ościennych, w tym ze Szwecją, Białorusią, Ukrainą, Słowacją, Republiką Czeską oraz Niemcami. Sieć przesyłowa stanowi monopol eksploatowany przez przedsiębiorstwo państwowe PSE Operator SA.

Dzięki swoim rezerwom węgla Polska jest tradycyjnym eksporterem energii elektrycznej netto. W 2007 r. eksport osiągnął wartość szczytową na poziomie 13 TWh. Wraz ze zmniejszeniem się rynków eksportowych wielkość ta spadła do 7,7 TWh, niemniej jednak sytuacja uległa poprawie w 2011 r. i oczekuje się dalszego wzrostu eksportu.

Łączna moc zainstalowana rosła w okresie 2007-2011 zgodnie ze złożoną roczną stopą wzrostu (CAGR) wynoszącą 1,6%; oczekuje się jej dalszego wzrostu, przede wszystkim spowodowanego inwestycjami w energetykę wiatrową i inne projekty odnawialnych źródeł energii.

3.3.2 Energetyka wiatrowa w Polsce

Znaczący potencjał Polski w zakresie energetyki wiatrowej przyciągnął inwestycje firm lokalnych oraz zagranicznych. Polska posiada najbardziej dojrzały rynek energetyki wiatrowej w regionie Europy środkowej i wschodniej. Łączna moc zainstalowana w energetyce wiatrowej wzrosła w 2011 r. o 37%, osiągając poziom 1 616 MW. W pierwszej połowie 2012 zainstalowano dalsze 600 MW.

Polski Krajowy Plan Działań w zakresie odnawialnych źródeł energii (KPD) wskazuje, iż łączna moc zainstalowana w energetyce wiatrowej powinna rosnąć średnio o 500 MW rocznie i osiągnąć 6 650 MW w 2020 r. Ponadto przed końcem dekady władze oczekują 500 MW mocy zainstalowanej na morzu. Zarówno w 2010 r. jak i w 2011 r. rozwój energetyki wiatrowej wyprzedził prognozy zawarte w KPD.

Niemniej jednak niepewność związana ze zmianami w przepisach dotyczących energetyki odnawialnej, które weszły w życie w 2013 r., może spowolnić rozwój energetyki wiatrowej. Inwestorzy w branżę energetyki wiatrowej podjęli wysiłki aby ukończyć projekty w 2012 r. w celu skorzystania z aktualnych ram prawnych i odroczyli przyszłe inwestycje. To wyjaśnia boom w przyłączeniach do sieci, który miał miejsce na początku 2012 r.

TABELA 3.3.4 ŁĄCZNA MOC ZAINSTALOWANA W ENERGETYCE WIATROWEJ 2007-2011 ORAZ CELE KPD (MW)

	2007	2008	2009	2010	2011
KPD	n/a	n/a	n/a	1,100	1,550
Rzeczywista moc	288	451	725	1,180	1,616
Różnica w %	-	-	-	+7.3%	+4.3%

Źródło: PSE Operator, polski KPD

3.3.3 Lokalizacje

Polska charakteryzuje się mieszanym klimatem kształtowanym przez wpływy oceaniczne i temperatury oraz znacznymi rocznymi wahaniami prędkości wiatru. Najbardziej atrakcyjne obszary dla farm wiatrowych znajdują się wzdłuż wybrzeża Morza Bałtyckiego oraz w górskich rejonach na południu kraju (Lubuskie, Zachód, Warmińsko-Mazurskie, Podlasie oraz Karpaty), gdzie prędkości wiatru osiągają 10 m/s. Większość dużych farm wiatrowych w tym kraju znajduje się w tych regionach.

Obszary chronione przez program Natura 2000 zajmują około 32% powierzchni kraju, a ich koncentracja jest największa w regionach o wysokim potencjale wiatru, co stanowi barierę dla budowy farm wiatrowych. Choć wytwórcy energii z wiatru nie są automatycznie pozbawieni możliwości działania na obszarach Natura 2000, podlegają dodatkowym ocenom oddziaływania na środowisko, co może skutkować odmową zatwierdzenia projektu. Wnioski o pozwolenia dla obszarów Natura 2000

podlegają procedurze wstępnej oceny, która określa, czy ich potencjalne oddziaływanie na dane obszary podlega dalszemu badaniu. Projekty, których oddziaływanie na środowisko zostanie uznane za pomijalne, uzyskują pozwolenia na tym etapie; reszta podlega kolejnej ocenie, która może skutkować przyznaniem pozwolenia, odmową lub określeniem środków zapobiegawczych. Przygotowywanie projektów z zakresu energetyki wiatrowej na oraz w pobliżu obszarów Natura 2000 jest w Polsce trudne lub niemożliwe. Projektom odmawiano pozwoleń lub podlegały one znaczącym opóźnieniom ze względów środowiskowych.

3.3.4 Główni deweloperzy energetyki wiatrowej

Pięciu największych deweloperów energetyki wiatrowej przyczyniło się do powstania 46% łącznej mocy zainstalowanej w 2011 r. Z pięciu największych deweloperów cztery to zagraniczne przedsiębiorstwa energetyczne.

TABELA 3.3.5 GŁÓWNI GRACZE NA RYNKU WEDŁUG MOCY ZAINSTALOWANEJ, 2009-2011 (MW)

Wytwórca	2009	2010	2011	Udział w rynku, 2011 r.
EDPR	20.0	120.0	190.0	11.8%
Iberdrola	147.0*	160.5	184.5	11.4%
Vortex	-	66.0	144.0	8.9%
DONG	30.5	111.5	111.5	6.9%
RWE Innogy	41.4	41.4	108.5	6.7%
Inni	485.8	680.9	877.9	54.3%
Ogółem	724.7	1180.3	1616.4	

* Szacunki w oparciu o nieoficjalne dane rynkowe

Źródło: PwC

3.3.5 Łańcuch dostaw

Polski łańcuch dostaw charakteryzuje się dużą liczbą przedsiębiorstw oferujących usługi zintegrowane, w tym projektowanie, budowę, eksploatację i konserwację farm wiatrowych. O ile krajowa produkcja turbin wiatrowych wciąż jest w powijakach, przedsiębiorstwa dokonują ciągłej ekspansji na rynku wytwarzania komponentów. Badanie Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej (PSEW) z 2010 r.⁴ zidentyfikowało 29 producentów komponentów kluczowych oraz 14 producentów komponentów niespecjalistycznych działających na lokalnym rynku. Większość z nich to przedsiębiorstwa zależne spółek międzynarodowych lub zagranicznych.

Ponadto około 125 firm produkuje lub importuje systemy, części oraz turbiny dla małych farm wiatrowych. Tradycyjne branże hutnicze i metalurgiczne oferują najkorzystniejsze warunki do rozwoju wytwarzania komponentów. Stocznie bałtyckie, takie jak Stocznia Gdańska, oraz przedsiębiorstwa metalurgiczne dokonały już ekspansji w branży wytwarzania. Według PSEW przedsiębiorstwa takie są w stanie zdobyć znaczący udział w dostawach komponentów dla przyszłych instalacji offshore.

Większość polskich farm wiatrowych wykorzystuje turbiny ośmiu dużych międzynarodowych dostawców: Vestas, Gamesa, GE Energy, Enercon, Fuhrländer, Nordex, REpower, Siemens.

TABELA 3.3.6 ŁAŃCUCH DOSTAW ENERGETYKI WIATROWEJ W POLSCE

Producenci turbin wiatrowych	Dostawcy II/III poziomu	Deweloperzy farm wiatrowych	Przedsiębiorstwa budujące farmy wiatrowe	Eksploatacja i wytwarzanie energii	Konserwacja i naprawy	Likwidacja farm wiatrowych
Vestas	KK Electronics	Silownie Wiatrowe	Green Energy Solutions	Iberdrola	Green Energy Solutions	Global Wind Service
Gamesa	ABB	Martifer	Greentech Energy Syst.	EDP Renovais	Greentech Energy Syst.	
GE	LM Wind Power	Green Bear Corporation	Green Bear Corporation	Vortex Energy	EWG Wind Energy	
Enercon	Euros	Gamesa	EDA Wind	RWE Innogy	Siemens	
Fuhrländer	Gdynia shipyard	Vortex Energy	Eneria	Mitsui / J-Power	Nordex	
Siemens	Aluship Technology	Iberdrola	Enerco	DONG Energy Power A/S	Vestas	
Nordex	GSG Towers	EPA	Windstrom Polska	Infusion Polska	Windhunter Serwis	
Repower	Promotech	Polish Energy Partners	Sevinon	DONG Energy Power A/S		

³⁰ Instytut Energetyki Odnawialnej, "Analiza Możliwości rozwoju produkcji urządzeń dla energetyki odnawialnej w Polsce dla potrzeb krajowych i eksportu", 2010

TABLE 3.3.7 ZATRUDNIENIE W SEKTORZE DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ, GAZU, PARY ORAZ KLIMATYZACJI, 2008–2011 (W TYSIĄCACH)

Sektor energetyczny	2008	2009	2010	2011
Liczba pracowników	173.3	188.5	181.6	177.7

3.3.6 Lokalny rynek pracy

W latach 2008 – 2011 średnio 180 000 osób było zatrudnionych przy wytwarzaniu i dystrybucji energii elektrycznej, pary, gazu, wody oraz klimatyzacji. W tym okresie roczne wahania zatrudnienia w tym sektorze wynosiły mniej niż 9%.

Szacuje się, że bezpośrednie zatrudnienie w polskim sektorze energetyki wiatrowej w 2008 r. wynosiło 800 etatów⁵. Według PSEW łączna liczba bezpośrednich i pośrednich miejsc pracy utworzonych do końca 2011 r. osiągnęła 2 000. Nieoficjalne dane rynkowe sugerują, że średnie miesięczne zarobki brutto w sektorze wynoszą około 1 500 €, 70% powyżej średniej krajowej (880 €).

Kilka organizacji prywatnych i publicznych, takich jak Energia Odnawialna oraz Stowarzyszenie Energii Odnawialnej, oferuje kursy dotyczące energii odnawialnej. Instytucje państwowe, takie jak Politechnika Śląska, Politechnika Warszawska, Politechnika Wrocławska oraz Szkoła Główna Gospodarstwa Wiejskiego włączyły kursy dotyczące energii odnawialnej do swoich programów nauczania oraz podejmują działania badawczo-rozwojowe w tym sektorze.

3.3.7 Finansowanie

Liczne krajowe i międzynarodowe banki oferują pożyczki dla inwestycji w sektorze energetyki wiatrowej, w tym EBOiR, EBI, Bank Zachodni WBK, Bank Ochrony Środowiska (BOŚ), ING Bank Śląski, Raiffeisen Bank oraz Unicredit/Pekao. Przeciętna dźwignia dla projektów energetyki wiatrowej wynosi 3:4, a typowa pożyczka jest zaciągana na okres 13-14 lat. W celu zmniejszenia ryzyka banki wymagają przeprowadzenia analiz produktywności przez uznanych doradców technicznych, którzy są w stanie przedstawić zobowiązanie zachowania należytej staranności⁶ oraz zawarcia umów

typu „soft mini-perm”⁷ w formie zwiększenia marży lub swapów gotówkowych.

Kapitał można również uzyskać za pośrednictwem giełdy (PolPx) oraz funduszy kapitałowych, takich jak EnerCap Capital Partners, Fusion Invest oraz Taiga Mistral. Ponadto, producenci turbin, tacy jak Gamesa, są coraz bardziej skłonni do oferowania klientom bardziej elastycznych warunków umownych, które stanowią formę finansowania. Najprawdopodobniej zakres niestandardowych opcji finansowania będzie się poszerzał o spółki z udziałem przedsiębiorstw energetycznych oraz dużych odbiorców biznesowych szukających możliwości kompensacji oddziaływania ich działalności na środowisko.

Oczekuje się, że Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW) wznowi finansowanie małych projektów z zakresu energetyki wiatrowej (<10 MW) na preferencyjnych warunkach. Dotychczas Fundusz udzielał pożyczek w wysokości od 1 mln € do 12 mln € i pokrywał do 75% wydatków kwalifikowanych projektów. Program pożyczek oferował finansowanie fazy przygotowawczej, zakupu nieruchomości, środków trwałych oraz środków niematerialnych i prawnych, pozyskanie know-how – technologicznego, kierowniczego lub organizacyjnego – kosztów nadzoru inwestycyjnego, budowy oraz uruchomienia. Na wniosek inwestora pożyczka może być umorzona.

NFOŚiGW ogłosił plany wznowienia programu finansowania rozbudowy i modernizacji sieci elektroenergetycznej na potrzeby przyłączenia farm wiatrowych. W ramach programu zarówno inwestorzy, jak i operatorzy sieci realizujący projekty o wartości powyżej 1,95 mln € będą uprawnieni do otrzymania subsydium w wysokości 48 600 €, na każdy MW przyłączonej mocy, pokrywające do 40% kosztów kwalifikowanych. Obejmuje to koszty bezpośrednio związane z modernizacją i rozbudową sieci, zakup środków trwałych i materiałów, koszty produkcji, instalacji, uruchomienia i budowy.

⁵ Wind energy the facts, 2009. www.windfacts.eu

⁶ Zobowiązanie do zachowania należytej staranności oznacza, że doradcy ponoszą odpowiedzialność wobec banku do pewnej wysokości jeżeli zostanie ustalone, że ich praca doprowadziła banki do podjęcia niewłaściwej decyzji dotyczącej zdolności kredytowej pożyczkobiorcy.

⁷ Umowy typu „soft mini-perm” to postanowienia w umowie kredytowej, które motywują pożyczkobiorcę do refinansowania długu przed terminem jego zapadalności. Najpopularniejszą formą takich umów jest zwiększenie marży oraz swapy gotówkowe. Swap gotówkowy to przyspieszenie spłaty długu w sytuacji, gdy dostępna jest dodatkowa gotówka. Zmniejsza to ilość gotówki dostępnej w celu dystrybucji pomiędzy inwestorami.

3.3.8 System wsparcia

W 2005 r. Polska wdrożyła system wsparcia stanowiący połączenie mechanizmu handlu zielonymi certyfikatami z obowiązkiem zakupu nałożonym na przedsiębiorstwa wytwarzające lub sprzedające energię elektryczną.

Prawo Energetyczne przyjęte w 2005 r. przyznaje energetyce wiatrowej jeden certyfikat na każdą MWh wprowadzoną do sieci. Certyfikaty są wystawiane przez regulatora na podstawie ilości wytworzonej energii elektrycznej obliczanej przez operatora systemu. Inwestorzy w sektor energetyki wiatrowej mogą zmniejszyć ryzyko związane ze zmianami cen certyfikatów zawierając długoterminowe umowy kupna-sprzedaży na okres 10 lub więcej lat. Umowy mogą być ukształtowane ze stałą ceną lub zawierać wyłącznie cenę minimalną. Poprzez zmniejszenie ryzyka cenowego ten typ umów pomaga inwestorom zabezpieczyć finansowanie przez banki. Ponadto, zielonymi certyfikatami można handlować na Towarowej Gieldzie Energii.

W celu wypełnienia obowiązku zakupu, przedsiębiorstwa energetyczne wybierają pomiędzy uzyskiwaniem zielonych certyfikatów a płaceniem opłaty zastępczej wyznaczonej przez Urząd Regulacji Energetyki (URE). Aktualnie poziom obowiązku wynosi 10,4%. Opłata zastępcza, stanowiąca górny limit ceny zielonych certyfikatów, jest wyznaczana na podstawie określonego wzoru i corocznie indeksowana wskaźnikiem inflacji. W 2011 r. opłata ta wynosiła 274,92 PLN/MWh (62 €/MWh).

Poza przychodami uzyskiwanymi z handlu certyfikatami wytwórcy energii odnawialnej sprzedają, po stałej cenie, całość wytworzonej energii operatorom systemu. URE corocznie aktualizuje tę cenę na podstawie średniej wartości energii elektrycznej podlegającej obrotowi na rynku hurtowym w poprzednim roku. W 2011 r. cena regulowana wynosiła 195 PLN (47,19 €). Wytwórcy energii odnawialnej są zwolnieni z obowiązku zapłaty podatku akcyzowego.

Niestety, pod koniec 2012 r. wystąpiła niepewność związana ze zmianami prawa dotyczącego odnawialnych źródeł energii. Różne projekty stanowiły negatywny sygnał dla inwestorów. Potencjalne rozważane zmiany obejmują eliminację opłaty zastępczej, zmniejszenie okresu, w którym farmy wiatrowe będą uprawnione do otrzymywania zielonych certyfikatów, oraz wyłączenie farm wiatrowych sprzedających energię po cenach rynkowych z mechanizmu wsparcia.

Istnieją obawy, że wprowadzenie takich przepisów doprowadzi do zwiększenia ryzyka cenowego i zmniejszenia przychodów w cyklu życia projektu, zmniejszając atrakcyjność inwestycji w farmy wiatrowe dla instytucji finansujących. Niemniej jednak deweloperzy mogą skorzystać na wprowadzeniu mechanizmu równoważącego aktualną nadwyżkę zielonych certyfikatów na rynku. Brak postępu na drodze ku osiągnięciu celów wyznaczonych w KPD może doprowadzić do korekty poziomu obowiązku zakupu, co podniesie cenę certyfikatów.

3.3.9 Ramy regulacyjne

Kluczowe agencje i instytucje

URE⁸ jest organem administracyjnym nadzorującym sektory gazu, ciepłownictwa i elektroenergetyki w Polsce. URE zarządza systemami wsparcia energetyki odnawialnej, wydaje koncesje na wytwarzanie energii elektrycznej oraz zielone certyfikaty. Ich wartość referencyjna jest pośrednio określana przez opłatę zastępczą.

PSE Operator S.A. to przedsiębiorstwo państwowe będące drugorzędym organem regulacyjnym sektora elektroenergetycznego oraz operatorem systemu przesyłowego (OSP). PSE jest odpowiedzialne głównie za eksploatację, konserwację i rozwój krajowego systemu elektroenergetycznego, tworzenie infrastruktury rynku hurtowego oraz bilansowanie popytu i podaży energii elektrycznej.

Lokalne systemy dystrybucyjne są eksploatowane, obsługiwane i rozwijane przez 64 przedsiębiorstwa.

TABELA 3.3.8 POZIOM OBOWIĄZKU ZAKUPU NAŁOŻONEGO NA PRZEDSIĘBIORSTWA ENERGETYCZNE ORAZ OPŁATA ZASTĘPCZA DLA ENERGII Z WIATRU

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Poziom obowiązek	7.0%	8.7%	10.4%	10.4%	10.4%	10.9%	11.4%	11.9%	12.4%	12.9%
Opłata zastępcza (€)	59.8	62.3	64.5	62	-	-	-	-	-	-

Source: Oko Institut

⁸ URE tworzy i monitoruje ramy regulacyjne dla przedsiębiorstw energetycznych, wydaje pozwolenia i koncesje, ustala taryfy, zatwierdza plany rozwoju sieci oraz instrukcje ruchu i zwalcza bezprawną konkurencję.

Kluczowe dokumenty

Pozwolenie na budowę i koncesja

Pozwolenia na budowę są wydawane przez lokalne władze w ciągu 65 dni od otrzymania wszystkich obowiązkowych dokumentów, czyli dowodu posiadania prawa do wykorzystania terenu na cele budowlane oraz kopii projektu farmy wiatrowej i umowy przyłączeniowej. Po udzieleniu pozwolenie na budowę może zostać uchylone wyłącznie jeżeli budowa nie rozpocznie się w ciągu trzech lat (lub zostanie przerwana na okres przekraczający trzy lata).

Koncesja na wytwarzanie energii elektrycznej w elektrowni wiatrowej jest wydawana przez URE po otrzymaniu dowodu potwierdzającego spełnienie przez wnioskodawcę wymagań prawnych, finansowych, organizacyjnych i technicznych oraz wniesieniu opłaty skarbowej. Koncesja jest udzielana na czas określony: maksimum 50 lat oraz minimum 10 lat, o ile wnioski nie określa krótszego okresu.

Przyłączenie do sieci

W celu przyłączenia farmy wiatrowej do sieci publicznej deweloperzy projektu muszą złożyć wniosek do operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego oraz wpłacić zaliczkę w wysokości 30 PLN za każdy kilowat mocy (7,26 €/kW). Maksymalna wysokość zaliczki wynosi 3 mln PLN (726 818 €/kW dla przyłączeń przekraczających 1 kV). Warunki przyłączenia są wydawane w ciągu 150 dni w przypadku wniosków dotyczących napięcia znamionowego powyżej 1 kV. Warunki przyłączenia zobowiązują operatorów systemu do podpisania umowy przyłączeniowej w ciągu dwóch lat. Od stycznia 2011 r. wytwórcy nie są obciążani kosztami modernizacji i wzmocnienia sieci. Dlatego też operator sieci przesyłowej nie może już ze skutkiem wstecznym modyfikować warunków umów o przyłączenie w celu odzwierciedlenia zmian w swoich planach rozwoju. Niemniej jednak od deweloperów wymaga się ujawnienia informacji poufnych, takich jak oprogramowanie sterujące, aby umożliwić operatorowi sieci przygotowanie długoterminowych planów rozwoju.

3.3.10 Możliwości i wyzwania

Polska posiada jeden z największych i najszybciej rozwijających się sektorów energetyki wiatrowej w Europie oraz znaczący potencjał szacowany na 3 682 TWh do 2030 r. W

maju 2012 r., w indeksie atrakcyjności inwestycji w odnawialne źródła energii Ernst&Young⁹, Polska została oceniona jako 10 najbardziej odpowiednie miejsce na świecie do lokowania projektów z zakresu energetyki wiatrowej. Niemniej jednak niepewność dotycząca zmian w mechanizmie wsparcia może mieć negatywny wpływ na atrakcyjność tego kraju dla inwestorów w branżę energetyki wiatrowej.

Budowa farmy wiatrowej trwa od czterech do siedmiu lat, z czego pierwsze pięć lat jest przeznaczone na fazę przygotowania budowy. Opóźnienia są spowodowane brakiem przejrzystości przepisów miejscowych oraz długimi procedurami ochrony środowiska wynikającymi z nieprecyzyjnie określonych wymagań, braku jednolitej metodologii oceny oddziaływania oraz długich konsultacji społecznych.

Inne przepisy mogą zwiększać ryzyko dla inwestorów. Na przykład zasady fiskalne pozostawiają pole do interpretacji w zakresie podatku od nieruchomości oraz traktowania aktywów w celu amortyzacji. Powoduje to częste zmiany przepisów. Niestabilność klimatu prawnego oraz brak jasnej polityki niewątpliwie stanowią w Polsce znaczącą przeszkodę.

Ponadto, infrastruktura sieciowa oraz przyłączenie do sieci mogą spowolnić lub zahamować przygotowanie projektu farmy wiatrowej. Z perspektywy proceduralnej brak przejrzystości oraz niedopasowanie warunków przyłączenia do sieci są problematyczne. Operatorzy systemu często tworzą komplikacje wymagając uciążliwej dodatkowej dokumentacji lub kwestionując pozwolenia i zgody. Szacuje się, że w ciągu 2009 oraz 2010 r. spotkało się z odmową około 1 300 wniosków na łączną moc zainstalowaną przekraczającą 9 700 MW.

Infrastruktura sieciowa charakteryzuje się niewystarczającą mocą i nie nadąża za rosnącym popytem na pozwolenia przyłączeniowe. Awarie i straty w systemie przesyłowym i systemach dystrybucyjnych często się powtarzają, a źródła branżowe sugerują, że aktualna infrastruktura nie jest w stanie spełnić celów w zakresie energii odnawialnej na rok 2020. Jako tymczasowe rozwiązanie ograniczono możliwość rezerwowania mocy. Dlatego też zamiast przygotowywania projektów od zera wielu inwestorów

⁹ Ernst & Young renewable energy attractiveness, maj 2012 ([http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Renewable_energy_country_attractiveness_indices_-_Issue_33/\\$FILE/EY_RECAL_issue_33.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Renewable_energy_country_attractiveness_indices_-_Issue_33/$FILE/EY_RECAL_issue_33.pdf))

preferuje pozyskanie gotowych do wybudowania i posiadających warunki przyłączenia projektów od lokalnych deweloperów lub tworzenie spółek wraz z nimi. Szacuje się, że modernizacja infrastruktury sieciowej wymaga

nakładów w wysokości 14,6 mld €, co sugeruje, że wnioski o przyłączenie do sieci będą w najbliższych latach poddawane coraz bardziej krytycznej ocenie.

TABELA 3.3.9 MOŻLIWOŚCI I WYZWANIA W PODZIALE NA ETAPY PROJEKTU

Ocena zasobów wiatru, pozyskanie gruntów, środowisko i pozwolenia

Możliwości	Wyzwania
Dostęp do pomocy państwa oraz dodatkowego finansowania, w ramach programów UE, dotyczącego kosztów pozyskania gruntów oraz wartości niematerialnych i prawnych, tj. patentów, licencji	Relatywnie długi proces pozyskiwania pozwolenia na budowę
Zakup gruntu i prawo własności dla inwestorów zagranicznych	Istnienie i ciągła ekspansja obszarów chronionych Natura 2000 (z których wiele znajduje się w regionach o najwyższej prędkości wiatru)
Zmniejszone koszty związane z pozyskaniem działek gruntowych w porównaniu ze średnią UE	Długi i skomplikowany proces uzyskiwania pozwoleń środowiskowych
	Konieczność istnienia na rynku lokalnym (joint venture z partnerami lokalnymi) w celu pozyskania poparcia społecznego
	Zasady środowiskowe (za wyjątkiem Natura 2000) wydają się być mniej rygorystyczne od wytycznych IFC

Pojemność sieci, przyłączenie do sieci i eksploatacja farm wiatrowych

Możliwości	Wyzwania
Od farm wiatrowych nie wymaga się już partycypacji w kosztach modernizacji infrastruktury	Przestarzała i niewystarczająca infrastruktura sieciowa
Umowy przyłączeniowe nie podlegają już modyfikacjom dokonywanym przez operatora systemu	Brak przejrzystości decyzji dotyczących przyłączenia do sieci
	Niewystarczający dostęp do informacji o dostępności mocy przyłączeniowej oraz informacji o przedsiębiorstwach wnioskujących o przyłączenie do sieci publicznej
	Ograniczona liczba sytuacji, w których wnioskodawcy mogą otrzymać zwrot wpłaconej zaliczki na poczet przyłączenia do sieci
	Różne opłaty przyłączeniowe wymagane przez przedsiębiorstwa sieciowe za modernizację systemu przesyłowego

O PwC:

PwC pomaga organizacjom i osobom fizycznym tworzyć wartość, której poszukują. Jesteśmy siecią firm działających w 158 krajach i zatrudniającą ponad 180 000 osób oddanych jakości usług w zakresie ubezpieczeń, podatków oraz doradztwa. Powiedz nam, co ma dla Ciebie znaczenie, i dowiedz się więcej odwiedzając nas na www.pwc.com/ro.

PwC oznacza sieć PwC i/lub jedną lub więcej firm członkowskich, z których każda stanowi osobny podmiot prawny. Aby uzyskać więcej informacji patrz www.pwc.com/structure.

Zastrzeżenie:

Rozumiemy, że Europejskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej (EWEA) będzie udostępniało kopie niniejszego raportu innym osobom, zgodnie z warunkami Umowy. Niemniej jednak PwC nie przyjmuje obowiązku dochowania staranności względem jakiegokolwiek osoby (za wyjątkiem EWEA zgodnie z Umową) dotyczącego przygotowania raportu. Dlatego też, niezależnie od formy działania (umownego, deliktowego lub innego) i w ramach dopuszczalnych przez właściwe prawo, PwC nie ponosi żadnej i wyłącza jakąkolwiek odpowiedzialność za konsekwencje działań lub decyzji jakiegokolwiek osoby (inne niż EWEA na podstawie wskazanej powyżej) podjętych lub niepodjętych na podstawie niniejszego raportu.

Niniejszy raport zawiera informacje uzyskane lub pochodzące z różnych źródeł (opisanych szczegółowo w treści raportu). PwC nie określało wiarygodności tych źródeł ani nie weryfikowało tak dostarczonych informacji. W związku z powyższym PwC nie składa żadnych oświadczeń ani nie daje żadnych gwarancji (wyraźnych lub dorozumianych) względem jakiegokolwiek osoby (EWEA zgodnie z Umową) dotyczących dokładności i kompletności raportu.