



Patron medialny/Media patron:



raport / report

2012

październik
october

Energetyka wiatrowa w Polsce

Wind energy in Poland



Spis treści

1

Energetyka wiatrowa w Polsce, Europie i na świecie	4
1 Polska, Europa i świat	5
1.1 Polska	6
1.2 Europa	6
1.3 Świat	7
2 Sytuacja w sektorze energetyki wiatrowej na świecie	7
3 Europa	10
4 Polska	11

2

Uwarunkowania prawne	14
1 Informacje ogólne	15
1.1 Nowe ramy prawne	15
1.2 Prawo Unii Europejskiej	15
1.3 Trójpak energetyczny	15
2 Planowanie i zagospodarowanie przestrzenne	16
2.1 Miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego	16
2.2 Decyzja o warunkach zabudowy	17
2.3 Decyzja o lokalizacji inwestycji celu publicznego	18
2.4 Lokalizacja farm wiatrowych na morzu	18
3 Zabezpieczenie praw pod lokalizację infrastruktury	19
3.1 Ogólne informacje	19
3.2 Lokalizacja turbin wiatrowych	19
3.3 Zabezpieczenie praw do infrastruktury przesyłowej	21
3.4 Pole projekcji śmigła turbiny wiatrowej	21
3.5 Skutki wpisów praw do ksiąg wieczystych	22
3.6 Nieruchomości o szczególnym statusie	22
4 Ochrona środowiska	23
4.1 Oddziaływanie przedsięwzięcia na środowisko	23
4.2 Raport o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko	24
5 Prawo budowlane	25
5.1 Pozwolenie na budowę	25
5.2 Zgłoszenie robót budowlanych	26
5.3 Zmiana pozwolenia na budowę	26
5.4 Pozwolenie na użytkowanie	26
6 Przyłączenie do sieci	27
6.1 Ogólne	27
6.2 Warunki techniczne i ekonomiczne	27
6.3 Spory dotyczące treści umowy przyłączeniowej	28
6.4 Przyłączenie w nowej Ustawie OZE	28
7 Wsparcie energii wiatrowej – nowa ustawa OZE	29
7.1 Obecnie obowiązujący system wsparcia	29
7.2 Nowa Ustawa OZE	30
8 Koncesja na wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych	32
8.1 Koncesja	32
8.2 Czas trwania postępowania	32
8.3 Promesa koncesji	33
8.4 Produkcja energii w okresie rozruchu	33

Index of contents

Wind energy in Poland, Europe and Worldwide	4
1 Poland, Europe and the World	5
1.1 Poland	6
1.2 Europe	6
1.3 Worldwide	7
2 Wind energy sector situation worldwide	7
3 Europe	10
4 Poland	11

Legal aspects	14
1 General information	15
1.1 New Legal Framework	15
1.2 European Union Law	15
1.3 Energy Three-Pack	15
2 Spatial planning and development	16
2.1 Local Land Development Plans	16
2.2 Zoning Decision	17
2.3 Decision on Location of a Public Investment	18
2.4 Offshore Location of Wind Farms	18
3 Securing infrastructure location title	19
3.1 General Information	19
3.2 Methods of Acquisition of Real Properties for Wind Turbine Location	21
3.3 Securing Rights to Infrastructure – Transmission Easement	19
3.4 Wind Turbine Blade Projection	21
3.5 Consequences of Title Entries in Land and Mortgage Registers	22
3.6 Special Status Properties	22
4 Environmental protection	23
4.1 Environmental Impact Assessment Procedure	23
4.2 Environmental Impact Report	24
5 Construction law	25
5.1 Construction Permit	25
5.2 Notification of Construction Works	26
5.3 Change of Construction Permit	26
5.4 Occupancy Permit	26
6 Grid connection	27
6.1 General	27
6.2 Technical and Economic Conditions	27
6.3 Disputes Related to Contents of Grid Connection Agreement	28
6.4 Grid Connection in RES Act	28
7 Wind energy support – new RES Act	29
7.1 Existing Support Scheme	29
7.2 New RES Act	30
8 License for renewable energy generation	32
8.1 License	32
8.2 Process Duration	32
8.3 Promise of License	33
8.4 Energy Generation During Start-Up	33

1 Biznesowe aspekty planowanych zmian w prawie	39
1.1 Stabilność prawa	39
1.2 Projekt ustawy o OZE	39
2 Przyłączanie farm wiatrowych do sieci	42
2.1 Trudności związane z przyłączeniem odnawialnych źródeł energii elektrycznej do sieci	42
2.1.1 Ograniczenia przyłączeniowe wynikające z planów rozwojowych operatorów	47
2.1.2 Naruszenie dyrektywy 2009/28/WE	47
2.2 Stan techniczny Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) – ograniczenia infrastrukturalne	48
2.3 Stan Repowering i używane turbiny wiatrowe	50
3 Ochrona środowiska	52
3.1 Decyzja o uwarunkowaniach środowiskowych	52
3.2 Obszary chronione	54
4 Protesty społeczne	55
5 Przewlekłość procedur	57
6 Bariery inwestycyjne – Polska na tle UE	63
6.1 Bariery administracyjne	63
6.2 Rynek energii wiatrowej	64
7 Wybrane kwestie podatkowe	66
7.1 Podatek od nieruchomości	66
7.2 Amortyzacja elektrowni wiatrowych	66
7.3 VAT przy dostawie z montażem od zagranicznego przedsiębiorcy	67
7.4 Optymalizacja opodatkowania sprzedaży certyfikatów	68
7.5 Zarządzanie ryzykiem podatkowym	68
8 Rentowność projektów wiatrowych	69
8.1 Rentowność projektów wiatrowych	69
8.2 Nakłady inwestycyjne	69
8.3 Przychody	71
8.4 Koszty	72
8.5 Analiza opłacalności inwestycji	74
8.6 Uwarunkowania inwestycyjne w wybranych krajach regionu	78
9 Przyszłość systemu certyfikatów pochodzenia	80
9.1 System zielonych certyfikatów	80
9.2 System wsparcia od roku 2013, czyli projekt ustawy o OZE	80
9.3 System wsparcia po 2020 roku – zamierzenia Komisji Europejskiej	84
10 Projekty offshore	85
10.1 Potencjał produkcyjny	85
10.2 Otoczenie biznesowo-prawne	87
10.3 Typowe etapy przygotowania i realizacji inwestycji w morską farmę wiatrową	88
10.4 Bariery sieciowe	89
10.5 Bariery technologiczne	92
10.6 Poziom wsparcia dla morskich farm wiatrowych	93
11 Prognozy – sektor wiatrowy ogółem	94

1 Business Aspects of Planned Law Changes	39
1.1 Stability of Law	39
1.2 RES Act Draft	39
2 Grid Connection of Wind Farms	42
2.1 Difficulties Related to Connecting Renewable Electric Energy Sources to the Grid	42
2.1.1 Connection limitations arising from operators' development plans	47
2.1.2 Violation of Directive 2009/28/EC	47
2.2 Technical Condition of the National Power System (NPS) – Infrastructural Limitations	48
2.3 Repowering and used wind turbines	50
3 Environmental Protection	52
3.1 Decision concerning environmental consideration	52
3.2 Protected areas	54
4 Social Protests	55
5 Lengthiness of procedures	57
6 Investment barriers – Poland in the context of European Union	63
6.1 Administrative barriers	63
6.2 Wind energy market	64
7 Selected Tax Aspects	66
7.1 Property tax	66
7.2 Wind farm depreciation	66
7.3 VAT in case of deliveries with installation from foreign businesses	67
7.4 Optimization of Certificate Sales Taxation	68
7.5 Tax Risk Management	68
8 Wind project profitability	69
8.1 Wind project profitability	69
8.2 Investment expenditures	69
8.3 Revenues	71
8.4 Costs	72
8.5 Investment profitability analysis	74
8.6 Investment conditions in some countries of the region	78
9 Future of Certificate of Origin System	80
9.1 Green certificate system	80
9.2 Support Scheme to be Launched in 2013, i.e. the RES Act Draft	80
9.3 Support System Post 2020 – the European Commission Plans	84
10 Offshore Projects	85
10.1 Generation Potential	85
10.2 Business and Legal Environment	87
10.3 Typical Offshore Wind Farm Development and Implementation Stages	88
10.4 Grid-related Barriers	89
10.5 Technological Barriers	92
10.6 Level of Support for Offshore Wind Farms	93
11 Forecasts – Wind Sector in General	94

Droży Czytelnicy!

Od 2008 r. Polska gospodarka nie przestaje zadziwiać wewnętrznych i zewnętrznych obserwatorów. Nie znamy recesji, powiększamy w ciągu tych czterech lat PKB o 15,8% w czasie, gdy cała Unia Europejska osiąga skumulowany spadek o 0,5%. Wzmacniamy eksport i wydajność polskiego pracownika. Nastąpił wprawdzie wzrost bezrobocia do 12,5% na koniec 2011 r., ale w tym czasie z szarego końca UE przesunęliśmy się na środek europejskiej stawki. Inwestorzy rynku energetycznego też to zauważyli, a mają jeszcze wiele innych powodów by uważać Polskę za *worth considering*. Długoterminowe potrzeby energetyczne naszej gospodarki i gospodarstw domowych w obliczu wysokiego stopnia dekapitalizacji infrastruktury wytwórczej i przesyłowej, tworzą z polskiej energetyki, także odnawialnej, wyjątkowo interesujący obszar dla zaangażowania globalnego kapitału na najbliższą, skądinąd ryzykowną dekadę. Rosnąca skala bezpośrednich i portfelowych inwestycji zagranicznych w tym sektorze jest na to dowodem namacalnym. I to pomimo wyjątkowo licznych zagrożeń, wynikających z niestabilności prawa, a także z innych ograniczeń, szeroko opisywanych w kolejnej, czwartej już edycji raportu „Energetyka Wiatrowa w Polsce”.

Odnawialne źródła energii zyskują dużą popularność na świecie. Także Polska, dzięki rozwojowi energetyki wiatrowej, ma szansę na nieemisyjne pozyskiwanie energii, poprawę bezpieczeństwa energetycznego i wypełnienie wymogów unijnych dotyczących udziału OZE. Generacja energii elektrycznej z wiatru nie jest jednak jedynie tematem dla ekologów. To także nieuchronna przyszłość krajowego systemu wytwarzania, który z dzisiejszych nieco ponad 37 GW musi wzrosnąć o kilkanaście GW do roku 2030, a kilkadziesiąt już istniejących musi w tym czasie ulec całkowitemu odtworzeniu. Zmieni się udział poszczególnych źródeł w miksie energetycznym i choć jeszcze długo główną rolę odgrywać będzie węgiel, to poza nim dla wiatru, gazu i być może energii jądrowej nie będzie w Polsce poważnych konkurentów. Te dodatkowe kilkanaście GW nowych mocy powstanie przede wszystkim w lądowych i prawdopodobnie także morskich farmach wiatrowych. To wielkie wyzwanie nie tylko dla deweloperów i inwestorów, ale także dla administracji państwa oraz energetyki zawodowej. Wszyscy zainteresowani wydają się obecnie rozumieć jego skalę i choć przyszły system energetyczny jest jeszcze w fazie koncepcyjnej, stoimy przed historyczną szansą stworzenia trwałych podstaw dla długoterminowego rozwoju nowoczesnej i ekologicznej elektroenergetyki. W ciągu najbliższych miesięcy dojdzie do podjęcia najważniejszych decyzji i uchwalenia najistotniejszych aktów prawnych. Z punktu widzenia energetyki wiatrowej są one potrzebne pilniej niż kiedykolwiek, w przeciwnym razie bezpowrotnie utracimy wysokie momentum zbudowane z trudem w ciągu ostatnich lat. Przedtem jednak niezbędne jest wyeliminowanie z projektu ustawy o OZE szkodliwych propozycji m.in. dotyczących limitów wsparcia i indeksacji.

Oddając w Państwa ręce czwartą edycję Raportu, którego współautorami są Polska Agencja Informacji i Inwestycji Zagranicznych, kancelaria prawna BSJP oraz TPA Horwath, życzę Państwu inspirującej lektury, a nam wszystkim pomyślnego przyszłego systemu wsparcia dla energetyki wiatrowej. Obyśmy w przyszłorocznej, piątej edycji mogli odnotować pierwsze sukcesy wynikające z jego zmiany.



Wojciech Sztuba

Partner zarządzający
Managing Partner
TPA Horwath, Poland

Dear Readers!

Poland has been astonishing internal and external observers of its economy since 2008. We do not have any recession, we increase GDP by 15.8% within those 4 years just when the entire European Union reports a cumulative decrease by 0.5%. We strengthen exports and Polish employee efficiency. There was an increase in the unemployment rate up to 12.5% as at the end of 2011 but over that period of time, we moved from the very end to the middle of the European ranking. Energy market investors have also noticed that; even though they have many other reasons to find Poland to be worth considering. In the light of the high level of decapitalisation of the generation and grid infrastructure, long-term power needs of our economy and households make the Polish power industry, including renewable energy, an extremely interesting area for the involvement of global capital for the upcoming and otherwise risky decade. The increasing

scale of both direct and portfolio foreign investments in this sector is a tangible proof of that. It is so despite outstandingly numerous threats arising from instability of law as well as from other limitations that are described in detail in our fourth edition of the Wind Energy Industry in Poland report.

Renewable energy sources are becoming popular worldwide. Thanks to the wind energy industry development, it is also Poland that has a chance to obtain energy in a non-emission manner, increase energy safety and meet EU requirements with respect to the RES share. Generation of electricity from wind is not an issue for ecologists only. It is also an inevitable future of the national power system that has to rise by a dozen or so gigawatts from the current 37 GW until 2030 and several dozen already existing capacity must be completely restored over that time. The share of particular sources will change in the energy mix and although coal will continue to play the major role for a long time, there will be no other serious competitors to wind, gas and perhaps nuclear power in Poland. These additional several gigawatts of new capacities will be generated mainly in onshore and probably in offshore wind farms. This is a great challenge not only to developers and investors but also to the state administration and conventional power industry. All interested parties seem at present to understand its scale and although the future power system is at the concept phase yet, we are facing a historic chance to create durable foundations for the long-term development of modern and ecological power industry. Major decisions and statutory acts are to be made or enacted within the upcoming months. From the wind energy point of view, they are necessary more urgently than ever before. Otherwise, we will irretrievably lose the high momentum built with quite an effort over the last years. ących limitów wsparcia i indeksacji. Beforehand it is necessary to get rid of harmful solutions proposed in the draft RES act, related to limitations of support and indexation.

I am delivering the fourth edition of the Report prepared by the Polish Agency of Information and Foreign Investments, BSJP law firm and TPA Horwath to you. I wish you a pleasant reading and a satisfactory future support system of the wind energy industry to all of us. Let us have a chance to announce first successes arising from its change in the fifth edition of our report next year.

Energetyka wiatrowa w Polsce, Europie i na świecie

Wind energy in Poland,
Europe and worldwide

część
part

Rok 2012 okazuje się być kolejnym, w którym Polska gospodarka rozwija się w stabilnym tempie. Nie tylko bardzo dobrze radzi sobie z panującym kryzysem, lecz będzie także rozwijać się w najszybszym tempie w Europie. Według prognozy Komisji Europejskiej wzrost gospodarczy w Polsce wyniesie 2,7%. Sukcesem okazały się także mistrzostwa Europy w piłce nożnej. Polska udowodniła, że jest w stanie nie tylko wybudować nowoczesne stadiony, ale także przeprowadzić mistrzostwa w gorącej atmosferze i zakończone sukcesem.

Przełom roku 2011 i 2012 upłynął dla energetyki wiatrowej w Polsce pod znakiem oczekiwania na nowe ustawodawstwo i regulacje dotyczące energii elektrycznej uzyskiwanej z odnawialnych źródeł energii. Można stwierdzić, że brak przejrzystych długoterminowych regulacji był główną barierą dla szybkiego rozwoju nowych inwestycji. Pomimo tego, środowisko związane z energetyką wiatrową ulegało coraz większej integracji, co w przyszłości może okazać się kluczowe dla rozwoju sektora. Powyższe fakty są szczególnie istotne w obliczu zmian jakie czekają cały sektor elektroenergetyczny w Polsce – i to nie tylko stymulowane koniecznością inwestycji w odnawialne źródła energii spowodowanej ograniczaniem emisji CO₂, czy też zwiększeniem efektywności wykorzystywanych źródeł energii. Przy analizie sektora elektroenergetycznego w Polsce coraz wyraźniej zarysowuje się potrzeba jego gruntownego unowocześnienia i odbudowy. Dotyczy to zarówno wytwarzania energii elektrycznej, jak i infrastruktury przesyłowej. Wynika to z faktu, że większość dużych inwestycji energetycznych było zrealizowanych kilka dekad temu.

Można przytoczyć statystyki, z których wynika, że blisko 40% działających bloków energetycznych w Polsce ma ponad 40 lat. W tym do natychmiastowego wyłączenia kwalifikuje się 15% bloków energetycznych starszych niż 50 lat. Jak wskazuje profesor Krzysztof Żmijewski, sekretarz generalny Narodowego Programu Redukcji Emisji, bloków starszych niż 30 lat jest ponad 70%.

Oznacza to, że w ciągu kilku, kilkunastu lat będą musiały zostać poniesione olbrzymie nakłady inwestycyjne, nie tylko na zwiększenie mocy wytwórczych związanych z rozwojem gospodarczym kraju, ale przede wszystkim odtworzeniowe, zwłaszcza, że do roku 2018 planowane są wyłączenia z użytkowania dużej liczby użytkowanych bloków energetycznych.

Farmy wiatrowe nie są w stanie całkowicie zastąpić obecnych elektrowni, ale mogą stać się istotnym elementem systemu elektroenergetycznego kraju. Wymaga to dalszego wspierania sektora, a przede wszystkim stworzenia jasnego systemu regulacji – co jest warunkiem koniecznym z punktu widzenia inwestorów. Kluczową kwestią pozostaje zapewnienie stabilnych, długoterminowych warunków prawno-regulacyjnych, a także rozwiązanie kwestii związanych z przyłączeniami.

Year 2012 proves to be another year of the stable development of the Polish economy. It not only handles the existing crisis but also reports the quickest development rate in Europe. The European Commission forecasts that the economic growth rate in Poland will be 2.7%. The European football championships were a success, too. Poland proved that it was not only able to construct state-of-the-art stadiums but also to host the successful championships in a hot atmosphere.

For the wind energy sector in Poland, the turn of 2011 and 2012 was the waiting time for new legislative acts and regulations concerning electricity generated from renewable sources of energy. One may state that the lack of transparent long-term regulations was the major barrier to the quick development of new investments. Despite that, the wind energy sector got more and more integrated which may be of key importance to its development in the future.

The above facts are considerably significant in the light of changes to be implemented in the entire power sector in Poland. These changes are not only stimulated by the need to invest in renewable energy sources caused by the reduced carbon dioxide emissions or increased effectiveness of energy sources used. When analysing the power sector in Poland, the need of its thorough modernisation and restoration seems to be more evident. This applies to both: electricity generation and transmission infrastructure. It results from the fact that the majority of big energy investments were implemented a few decades ago.

According to statistics, nearly 40% of operating power units in Poland have been working for more than 40 years, including 15% of power units older than 50 years that should be closed immediately. Professor Krzysztof Żmijewski, Secretary General of the National Emission Reduction Programme, states that units older than 30 years represent more than 70%.

This means that within a few or a dozen years, we will have to incur huge investment expenditure not only on increasing the generation capacities related with the economic development of our country but first of all on increasing the replacement capacities, especially because a great number of operating power units are scheduled for closing by 2018.

Wind farms are not able to fully substitute for the existing power plants but may become a significant element of the Polish power system. This requires further support for the sector and first of all development of a transparent regulation system which is a prerequisite from the investors' point of view. The key issue is to ensure stable long-term legal and regulatory terms and to resolve connection-related issues.

1.1 Polska Poland

- Według danych Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej (PSEW), przyrost mocy elektrowni wiatrowych w 2011 rok wyniósł w Polsce 436 MW (wzrost o 36,9%) do 1 616 megawatów na koniec roku.
- Według danych Urzędu Regulacji Energetyki na koniec czerwca 2012 roku, istnieje w Polsce 619 instalacji elektrowni wiatrowych o łącznej mocy 2 189 MW. Najwięcej farm wiatrowych zlokalizowanych jest w północno-zachodnich obszarach Polski. Absolutnym liderem jest województwo zachodniopomorskie (716,8 MW), kolejne miejsca zajmują województwa pomorskie (246,9 MW) i wielkopolskie (245,3 MW).
- Energetyka wiatrowa stanowi obecnie 57,6% mocy zainstalowanej (bez technologii współspalania) wszystkich źródeł energii elektrycznej o pochodzeniu odnawialnym. Na pierwszym miejscu wśród odnawialnych źródeł energii znalazła się już w 2009 roku.
- Nowym zjawiskiem jest zainteresowanie budową farm typu offshore – zlokalizowanych na Bałtyku. Pomimo tego, że jeszcze nie została w Polsce wybudowana żadna farma wiatrowa na morzu, to zainteresowanie koncesjami na Bałtyku jest bardzo duże.
- Należy spodziewać się, że w obliczu dużych zmian, jakie czekają polską energetykę, jest szansa na stworzenie systematycznych rozwiązań wspierających jej rozwój. Ponadto rozproszony charakter farm wiatrowych sprzyja ich budowie w obszarach odległych od elektrowni. Konieczność modernizacji infrastruktury przesyłowej może przyczynić się do uwzględnienia w większym stopniu potrzeb związanych z przyłączeniem farm wiatrowych.
- O wyzwaniach, jakie stoją przed polską energetyką niech świadczy fakt, że wartość koniecznych nakładów inwestycyjnych szacuje się na 150-200 mld zł w najbliższych kilkunastu latach. Możliwości inwestycyjne są zatem bardzo duże.
- According to the Polish Wind Energy Association (PWEA), in 2011, the wind power plant capacity rose in Poland by 436 MW (36.9% increase) up to 1,616 MW as at the end of the year.
- According to the Energy Industry Regulatory Office (EIRO), there are 619 wind power plants in Poland with a total capacity of 2,189 MW (data as at the end of June 2012). Most wind farms are located in the northern and western parts of Poland. The Zachodniopomorskie Province is the absolute leader (716.8 MW); it is followed by the Pomorskie Province (246.9 MW) and Wielkopolskie Province (245.3 MW).
- At present, wind energy represents 57.6% of the installed capacity (excluding the co-combustion technology) of all renewable energy sources. For the first time ever, it ranked first among renewable energy sources as early as in 2009.
- A new phenomenon is the interest in the construction of offshore farms in the Baltic Sea. Although no such wind farm has been built in Poland yet, the interest in concessions for the Baltic Sea is huge.
- It should be expected that in the light of serious changes to be implemented in the Polish energy sector, there is a chance that consistent solutions will be developed to support its growth. Furthermore, due to their nature, wind farms may be constructed in areas distant from power plants. The need to modernise the transmission infrastructure may contribute to taking the needs related with wind farm connections into consideration to a greater extent.
- The Polish energy sector is facing challenges; necessary investment expenditure is estimated at PLN 150-200 billion for the upcoming several years. Hence, the investment opportunities are therefore great.

1.2 Europa Europe

- Na koniec 2011 roku pracowały w Europie farmy wiatrowe o łącznej mocy wynoszącej 96,6 GW. A w trakcie 2011 roku w Europie zainstalowano nowe farmy wiatrowe o mocy 9 616 MW – czyli podobnie jak w roku poprzednim (9 648 MW). Według Europejskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej wartość tych projektów wyniosła ok. 12,6 mld euro.
- Wartość mocy wszystkich elektrowni w Europie wzrosła o 35 468 MW do 895 878 MW, przy czym energetyka wiatrowa zwiększyła swój udział do 10,5%. Przez ostatnie 17 lat ma miejsce systematyczny przyrost mocy, z 814 MW nowych instalacji w 1995 roku do 9 616 w 2011 r.
- At the end of 2011, the total capacity of wind farms operating in Europe amounted to 96.6 GW. New wind farms constructed in Europe during 2011 had the capacity of 9,616 MW (similarly as in the previous year: 9,648 MW). According to the European Wind Energy Association, these projects were worth about EUR 12.6 billion.
- The total capacity of all European power plants rose by 35,468 MW up to 895,878 MW. The wind energy sector increased its share up to 10.5%. The capacity has grown steadily for the last 17 years: from 814 MW generated by new installations in 1995 up to 9,616 MW generated in 2011.

- Niemcy pozostają krajem o największej liczbie farm wiatrowych, wyprzedzając Hiszpanię, Francję, Włochy i Wielką Brytanię.

- Germany continues to be the country having the greatest number of wind farms, it outdistances Spain, France, Italy and the UK.

1.3 Świat Worldwide

- Łączne światowe moce elektrowni wiatrowych wyniosły 238 351 MW na koniec 2011 r. W całym 2011 roku powstały farmy wiatrowe o mocy 40,6 GW, minimalnie więcej niż w roku poprzednim, co przekłada się na 23,7% przyrost. Pozycję lidera wzrostu wykorzystania farm wiatrowych na świecie utrzymała Chińska Republika Ludowa, gdzie przyłączono farmy wiatrowe o łącznej mocy 17,6 GW (43% nowych przyłączy). Drugie miejsce należało do USA 6 810 MW (17%).
- Świadomość konieczności dbania o środowisko naturalne i ograniczania zanieczyszczeń nadal była znacząca, a kwestie związane ze zrównoważonym i bezpiecznym dla środowiska rozwojem (tzw. sustainable growth) zyskują coraz bardziej powszechną akceptację.
- Energetyka wiatrowa, jako jedno z alternatywnych źródeł energii, stanowi ekologiczny substytut dla paliw kopalnych i umożliwia zwiększenie niezależności energetycznej państw, ograniczając zużycie ograniczonych zasobów paliw kopalnych. W dwa lata po katastrofie nuklearnej w Japonii oraz problemach w Zatoce Meksykańskiej opinia publiczna oraz rządy nadal wykazują rosnące zainteresowanie alternatywnymi źródłami energii.
- At the end of 2011, the aggregate global capacity of wind power plants reached 238,351 MW. Wind farms constructed in 2011 have the capacity of 40.6 gigawatts (GW); this is a bit more than in the previous year and translates to a 23.7% increase. The People's Republic of China maintained its position of the global leader in increasing the use of wind farms (it connected wind farms with a total capacity of 17.6 GW (43% of new service lines)). The USA ranked second: 6,810 MW (17%).
- The awareness of the necessity to take care of the natural environment and reduce pollution was still significant while issues related with the sustainable growth are becoming commonly accepted.
- As one of alternative energy sources, wind energy constitutes an ecological substitute for fossil fuels, and facilitates higher energy independence of individual countries, thus limiting the consumption of limited fossil fuel resources. Two years after the nuclear disaster in Japan and problems in the Gulf of Mexico, alternative energy sources still receive much attention of the public and governments.

2 Sytuacja w sektorze energetyki wiatrowej na świecie

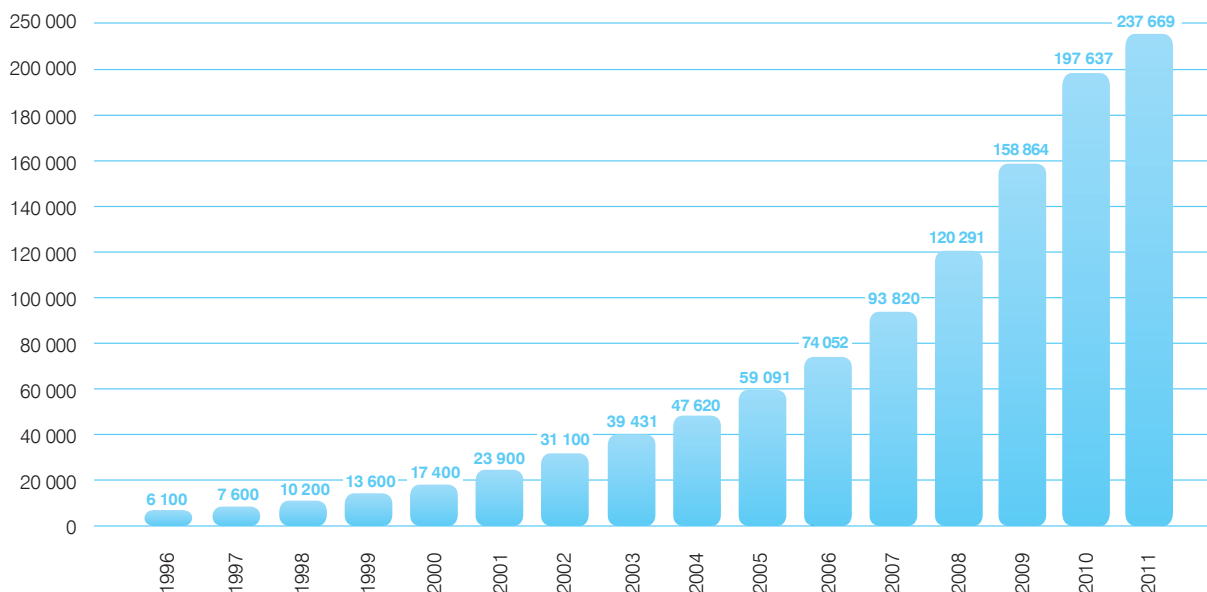
W 2011 roku na świecie zostały oddane do użytku farmy wiatrowe o mocy 40,6 GW. W porównaniu do roku poprzedniego oznacza to przyrost o 6%). Wartość tych inwestycji to kwota rzędu 50 miliardów euro. Światowym liderem pozostaje Chinska Republika Ludowa, gdzie działają farmy o łącznej mocy 62,7 GW, wyprzedzając USA (46,9 GW) oraz Niemcy (29,1 GW).

Wind energy sector situation worldwide

Wind farms with a capacity of 40.6 GW were put into operation in 2011. As compared to the previous year, it is a 6% increase. These investments are worth EUR 50 billion. At the end of 2011, the total wind farm capacity amounted to 238 GW. The People's Republic of China is still the leader as it has wind farms with a total capacity of 62.7 GW. It outdistances the USA (46.9 GW) and Germany (29.1 GW).



Moc zainstalowana elektrowni wiatrowych na świecie w latach 1996-2011
Global cumulative installed wind capacity in 1996-2011



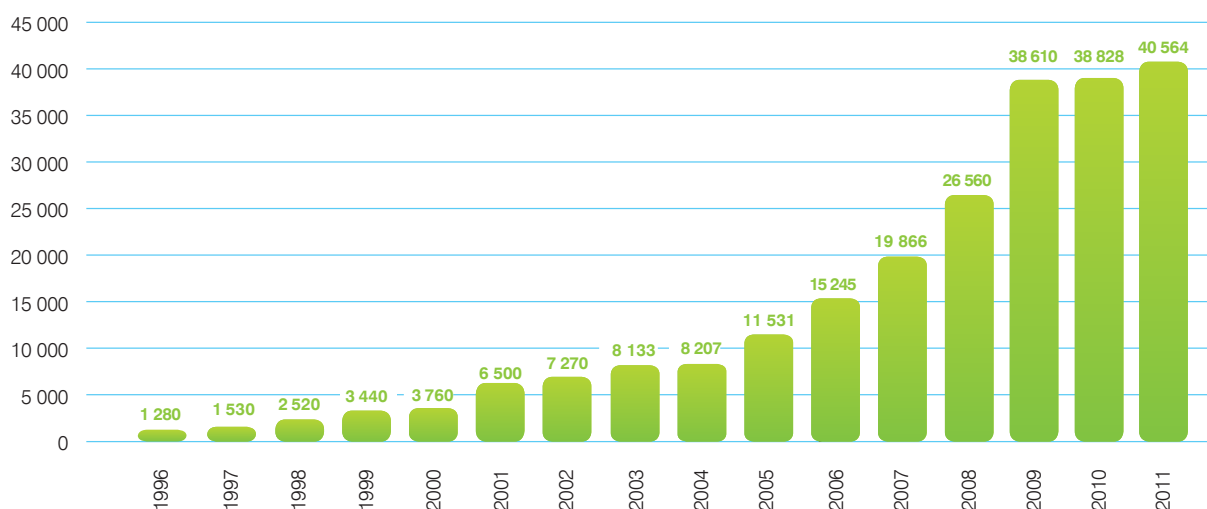
★ źródło: Światowa Rada Energetyki Wiatrowej / source: Global Wind Energy Council

W latach 2009-2011 nastąpiło pewne ustabilizowanie tempa rozwoju energetyki wiatrowej na świecie – w każdym roku przybyła podobna ilość farm wiatrowych. Analizując nowe przyłączenia dodane w 2011 roku sytuacja wygląda bardzo podobnie jak przy wartościach skumulowanych – pierwsze miejsce Chiny (18 GW), drugie USA (6,8 GW), a trzecie Indie (3,0 GW).

In 2009-2011, the wind energy growth rate stabilised in the world: a similar number of wind farms were constructed in each year. If we analyse new wind farms put into operation in 2011, we can see that the situation is very similar if we take the cumulative figures into account: China ranked first (18 GW) followed by the USA (6.8 GW) and India (3.0 GW).



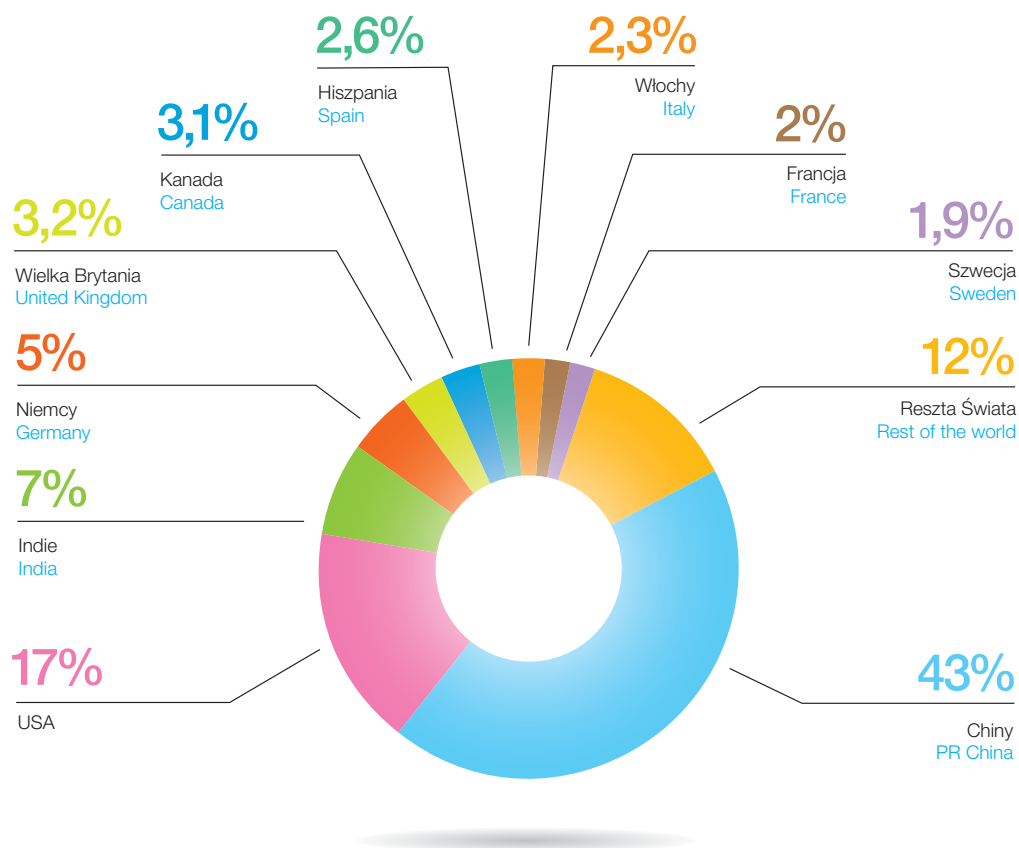
Roczne przyrosty mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych na świecie w latach 1996-2011
Global annual installed Wind Capacity 1996-2011



★ źródło: Światowa Rada Energetyki Wiatrowej / source: Global Wind Energy Council



Nowe farmy oddane do użytku w 2011 roku New farms put into operation in 2011



Nowe farmy oddane do użytku w 2011 roku (szczegóły) New farms put into operation in 2011 (details)

Kraj / Country	MW	%
Chiny / China	17 631	43
USA	6 810	17
Indie / India	3 019	7
Niemcy / Germany	2 086	5
W. Brytania / Great Britain	1 293	3,2
Kanada / Canada	1 267	3,1
Hiszpania / Spain	1 050	2,6
Włochy / Italy	950	2,3
Francja / France	830	2
Szwecja / Sweden	763	1,9
Razem pierwsza 10 / Total Top 10	35 699	88
Reszta świata / Rest of the world	4 865	12
Razem świat / World total	40 564	100

★ źródło: Światowa Rada Energetyki Wiatrowej
source: Global Wind Energy Council

3 Europa

W 2011 roku w Europie zainstalowano łącznie w farmach wiatrowych 10 281 MW. W krajach Unii Europejskiej oddano 9 616 MW (w tym na lądzie 8 750 MW – o wartości 10,2 mld euro i na morzu 866 MW – o wartości 2,4 mld euro).

Niemcy pozostają krajem o największej liczbie farm wiatrowych (29,1 GW), wyprzedzając Hiszpanię (21,7 GW), Francję (6,8 GW), Włochy (6,7 GW) i Wielką Brytanię (6,5 GW).

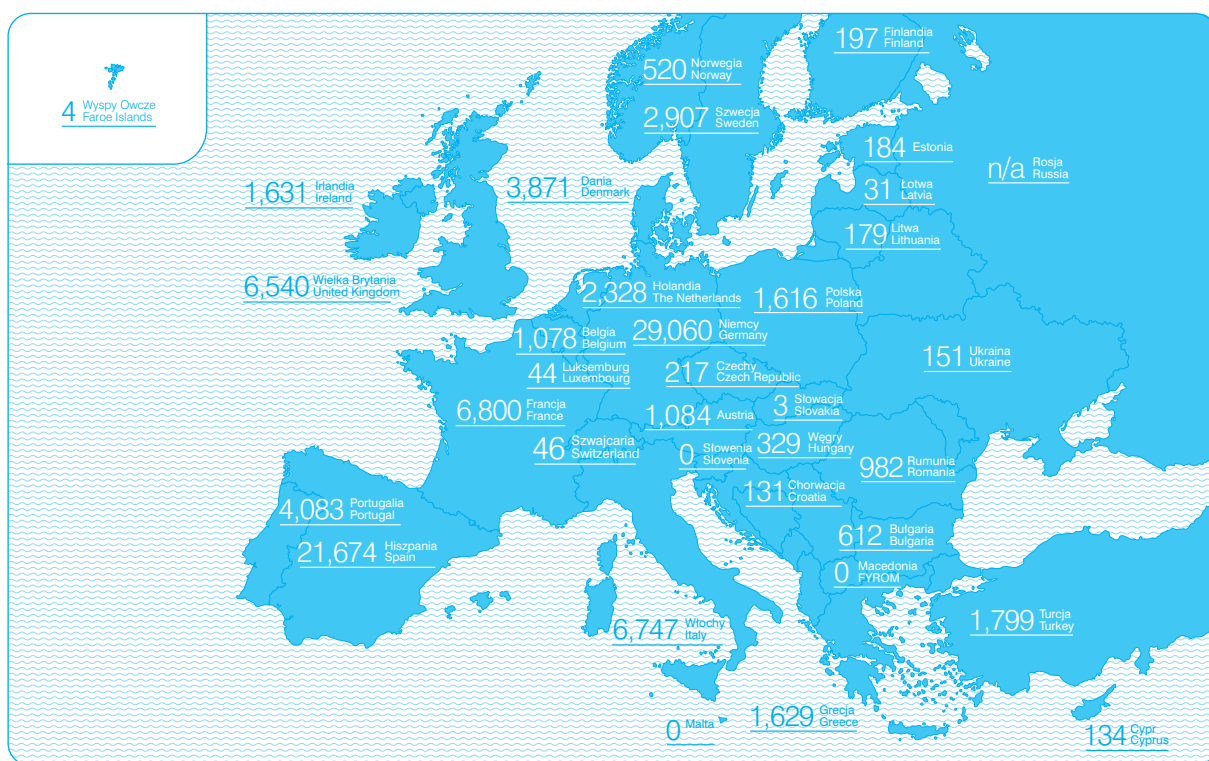
Europe

As at the end of 2011, the total wind farm capacity in Europe amounted to 96.6 GW. New wind farms had a capacity of 10,281 MW. Wind farms with a capacity of 9,616 MW were developed in EU Member States (including onshore farms with a capacity of 8,750 MW and value of EUR 10.2 billion and offshore farms with a capacity of 866 MW and value of EUR 2.4 billion).

Germany continues to have the greatest number of wind farms (29.1 GW). It outdistances Spain (21.7 GW), France (6.8 GW), Italy (6.7 GW) and the UK (6.5 GW).



Moc zainstalowana farm wiatrowych w Europie na koniec 2011 roku
Wind power installed in Europe as at the end of 2011



★ źródło: European Wind Energy Association / source: European Wind Energy Association



Moc zainstalowana farm wiatrowych w Europie na koniec 2011 roku (szczegóły)
Wind farm capacity in Europe as at the end of 2011 (details)

Kraj / Country	Liczba instalacji Number of installations	Moc (MW) Capacity (MW)
Austria	73	1 084
Belgia / Belgium	192	1 078
Bułgaria / Bulgaria	112	612
Cypr / Cyprus	52	134

Czechy / Czech Republic	2	217
Dania / Denmark	178	3 871
Estonia	35	184
Finlandia / Finland	0	197
Francja / France	830	6 800
Niemcy / Germany	2086	29 060
Grecja / Greece	311	1 629
Węgry / Hungary	34	329
Irlandia / Ireland	239	1 631
Włochy / Italy	950	6 747
Łotwa / Latvia	1	31
Litwa / Lithuania	16	179
Luksemburg / Luxemburg	0	44
Malta	0	0
Niderlandy / Netherlands	68	2 328
Polska / Poland	436	1 616
Portugalia / Portugal	377	4 083
Rumunia / Romania	520	982
Słowacja / Slovakia	0	3
Słowenia / Slovenia	0	0
Hiszpania / Spain	1050	21 674
Szwecja / Sweedeen	763	2 907
W. Brytania / Great Britain	1293	6 540

★ źródło: European Wind Energy Association, PAliIZ / source: European Wind Energy Association, PAliIZ

4 Polska

- W Polsce na koniec czerwca 2012 r. istniało 619 elektrowni wiatrowych o łącznej mocy wynoszącej 2 189 MW. Przyrost mocy w 2011 r. wyniósł 437 MW (18 MW mniej niż w roku 2010 r.). Jak podaje Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, było to znacznie poniżej prognoz operatorów, które dochodziły do 2 000 MW i jest to znacznie poniżej możliwości branży. Główną przyczyną osłabienia była i jest niepewność dotycząca systemu finansowania i regulacji wyraźnie osłabiła wzrost.
- Patrząc na dystrybucję geograficzną można zauważyć, że najkorzystniejsze warunki dla farm wiatrowych występują w północno-zachodnich obszarach Polski i tam też zlokalizowanych jest najwięcej elektrowni wiatrowych. Liderem jest województwo zachodniopomorskie (716,8 MW), kolejne miejsca zajmuje województwo pomorskie (246,9 MW) i województwo wielkopolskie (245,3 MW), (dane na 30 czerwca 2012 r.).

Poland

- There were 619 wind power plant installations in Poland in late June 2012. Their total capacity amounted to 2,189 MW. Therefore, the capacity increase in 2011 totalled 437 MW (18 MW less than in 2010). According to the Polish Wind Energy Association, it was considerably lower than the operators' projections (forecasting the increase of 2,000 MW) and was considerably lower than the sector possibilities. On the one hand, the sector was strongly supported by EU funds while on the other hand, the existing uncertainty as to the funding system and regulations clearly weakened the growth.
- When analysing the geographic distribution, one can see that the northern and western regions of Poland have the most advantageous conditions for wind farms. Thus, most wind power plants are located there. The Zachodniopomorskie Province is the absolute leader (716.8 MW); it is followed by the Pomorskie Province (246.9 MW) and Wielkopolskie

Zestawienie dotyczące liczby i mocy elektrowni wiatrowych znajduje się w tabeli poniżej.

Province (245.3 MW) (data as at 30 June 2012). The table below presents the figures and wind power plant capacities.



Liczba i moc elektrowni wiatrowych wg województw
The figures and wind power plant capacities

Miejsce Position	województwo Province	Liczba koncesjonowanych instalacji Number of licensed installations	Moce farm (MW) Farm capacity (MW)
1	zachodniopomorskie	39	716,8
2	pomorskie	27	246,9
3	wielkopolskie	82	245,3
4	kujawsko-pomorskie	204	221,8
5	warmińsko-mazurskie	19	198,1
6	łódzkie	121	190,3
7	podlaskie	16	117,3
8	dolnoslaskie	5	58,3
9	podkarpackie	20	53,9
10	lubuskie	6	50,6
11	mazowieckie	37	41,6
12	opolskie	4	33,2
13	śląskie	12	5,5
14	świętokrzyskie	12	4,4
15	małopolskie	10	3
16	lubelskie	5	2,2
RAZEM elektrownie wiatrowe / TOTAL wind farms		619	2188,9
Razem OZE / Total renewable energy sources		1640	3800,4

★ źródło: URE / source: Energy Industry Regulatory Office



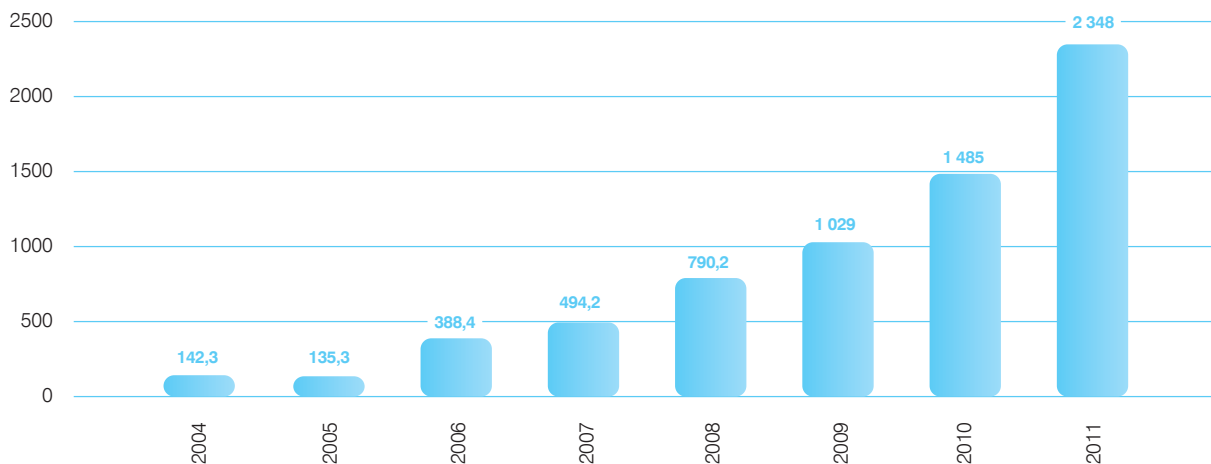
Moc zainstalowana [MW] w OZE w latach 2005-2011 (bez technologii współspalania) stan na 31.12.2011 r.
Installed capacity [MW] of renewable energy sources in 2005-2011 (excluding co-combustion technology), as at 31 December 2011

Rodzaj OZE / RES type	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
	Moc (MW) / Capacity (MW)						
Elektrownie na biogaz / Biogas power plants	32,00	36,80	45,70	54,61	71,62	82,88	103,49
Elektrownie na biomasę / Biomass power plants	189,80	238,80	255,40	232,00	252,49	356,19	409,68
Elektrownie wiatrowe / Wind power plants	83,30	152,00	287,90	451,00	724,68	1180,27	1616,36
Elektrownie wodne / Water power plants	922,00	931,00	934,80	940,57	945,20	937,04	951,39
Elektrownie wytwarzające energię elektryczną z promieniowania słonecznego Solar power plants	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,12
Łącznie / Total	1227,10	1358,60	1523,80	1678,18	1993,99	2556,38	3082,04

★ źródło: URE / source: Energy Industry Regulatory Office



Produkcja z energii elektrycznej z farm wiatrowych (GWh) Electricity generation by wind farms (GWh)



★ źródło: PSEW / source: PWEA

Elektrownie wiatrowe są najpopularniejszym źródłem wśród odnawialnych zasobów energii. Na koniec czerwca ich udział w całkowitej zainstalowanej mocy w OZE wynosił 56,7% (bez technologii współspalania). Wzrasta również produkcja energii elektrycznej z farm wiatrowych: w latach 2004-2011 prawie 17 razy do 2 348 GWh energii elektrycznej wyprodukowanej w 2011 roku.

Patrząc na powyższe tendencje, można się spodziewać dalszego wzrostu wykorzystania energetyki wiatrowej w Polsce i utrzymania jej roli jako głównego źródła energii elektrycznej o pochodzeniu odnawialnym. Głównymi czynnikami napędowymi sektora nadal pozostaną dążenie do wzrostu udziału odnawialnych źródeł energii w produkcji ogółem oraz działania prośrodowiskowe. W najbliższych latach kluczowe znaczenie w Polsce będą miały olbrzymie nakłady inwestycyjne, jakie muszą zostać poniesione w całym sektorze energetycznym. Istnieje przy tej okazji szansa na m.in. rozbudowanie linii przesyłowych wysokiego napięcia, a także budowa pierwszych farm wiatrowych typu offshore w polskiej strefie ekonomicznej Bałtyku.

Wind power plants were the most popular among the renewable energy sources. As at the end of June, their share in the total installed capacity of renewable energy sources amounted to 56.7% (excluding the co-combustion technology). In 2004-2011, the electricity generation by wind farms is on the increase nearly 17 times up to 2,348 GWh hours of electricity generated in 2011.

Taking the above tendencies into consideration, we may expect that the wind energy use will further increase in Poland and it will maintain its role of the main renewable electricity source. Major drivers of the sector will continue to include the desire to rise the renewable energy source share in the total energy generation and environmental activities. Huge investment expenditure that has to be incurred by the entire Polish energy sector will be of key importance for the upcoming future in Poland. There is also an opportunity e.g. to expand high voltage transmission lines as well as construct first offshore wind farms in Poland.

Uwarunkowania prawne

Legal
aspects

część
part

2

1 Informacje ogólne

General information

1.1 Nowe ramy prawne New Legal Framework

W chwili obecnej trwają prace nad przebudową ram prawnych dotyczących wsparcia odnawialnych źródeł energii („OZE”). Zmiana uwarunkowań prawnych nastąpi w wielu aspektach i będzie wymagała dostosowania różnych dziedzin prawa, nie tylko w zakresie prawa energetycznego. Elementem przebudowy polskiego systemu będzie uchwalenie nowej ustawy o odnawialnych źródłach energii („Ustawa OZE”). Obecnie trwają prace nad jej ostatecznym kształtem.

At the moment works are in progress on restructuring legal framework applicable to support of renewable energy sources (“RES”). The changes to the legal environment will be multifaceted, and will require adaptations of various fields of law, not only the energy law. The planned restructuring of the Polish system will include adopting a new legal act on renewable energy sources (“RES Act”). The final wording of the Act is currently being developed.

1.2 Prawo Unii Europejskiej European Union Law

Celem projektowanej Ustawy OZE, jest zbudowanie spójnych ram prawnych, z uwzględnieniem standardów europejskich oraz transpozycja dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych. Zgodnie z dyrektywą, celem Polski jest 15% udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2020 roku. Nowa Ustawa OZE ma umożliwić osiągnięcie tego celu.

The new RES Act is drafted with a view to developing consistent legal framework that accounts for the EU standards, and to transposing the Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources. According to the Directive, Poland is supposed to achieve a goal of 15% share of renewable energy in gross final energy consumption by 2020. The new RES Act is to ensure that the goal will be attained.

1.3 Trójpak energetyczny Energy Three-Pack

Oprócz uchwalenia Ustawy OZE, znowelizowane zostaną zapisy ustawy Prawo Energetyczne¹ („ustawa PE”) oraz Prawo Gazowe, razem tworząc tzw. trójpak energetyczny. Zgodnie z zapowiedziami resortu, ostateczny kształt proponowanych zapisów będzie gotowy do końca 2012 roku.

Nowe regulacje mają zachęcić przedsiębiorców do rozpoczęcia kolejnych inwestycji w OZE. W związku z potencjałem istniejącym w Polsce, jednym z celów ustawodawcy jest wzrost produkcji energii wiatrowej. Obecnie inwestorzy muszą zmierzyć się z szeregiem problemów w trakcie realizacji projektów farm wiatrowych. Pierwsze wątpliwości i problemy mogą pojawić się już na etapie uchwalania studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego oraz miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego.

Additionally to adopting the RES Act, amendments will be introduced to the Energy Law Act¹ (“EL Act”), and to the Gas Law, which together will form the so-called Energy Three-Pack. Announcements made by the ministry services indicate that the ultimate text of proposed regulations will be finalized by the end of 2012.

New regulations are to encourage business operators to make new investments in RES. Considering the potential available in Poland, one of the objectives pursued by the legislator is to increase wind energy generation. At the moment, wind farm investors encounter a number of problems, with first doubts and issues occurring already at the spatial planning phase when a municipality study and the local spatial development plan are adopted.

¹ Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 roku -Prawo Energetyczne (Dz. U. 2006 Nr 89, poz. 625 z późn. zm.)

¹ Legal Act of 10 April 1997 – the Energy Law (Journal of Laws of 2006 no. 89 Item 625 as amended)

2 Planowanie i zagospodarowanie przestrzenne

2.1 Miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego Local Land Development Plans

Lokalizacja farmy wiatrowej na danym terenie powinna być uwzględniona w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego („**Studium**”) oraz objęta miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego („**mpzp**”). Postanowienia Studium powinny być zbieżne z postanowieniami następnie uchwalonego mpzp. Uchwalenie mpzp jest o tyle istotne, gdyż zgodnie z ustawą PE do wniosku o określenie warunków przyłączenia inwestor powinien dołączyć wypis i wyrys z mpzp albo w przypadku braku takiego planu, decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu dla nieruchomości określonej we wniosku. Inwestor musi liczyć się z długotrwałą procedurą uchwalania mpzp, która od momentu podjęcia przez radę gminy uchwały o przystąpieniu do sporządzania lub zmiany mpzp może trwać nawet 2 lata. Ważne jest przestrzeganie przez organy administracji publicznej wszystkich nałożonych prawem procedur uchwalania mpzp. Naruszenie zasad może prowadzić do stwierdzenia nieważności już obowiązującego mpzp. Wojewoda może w ramach uprawnień nadzorczych w każdej chwili zaskarżyć mpzp do wojewódzkiego sądu administracyjnego. Dlatego Inwestor podczas procedury uchwalania nowego mpzp powinien pamiętać o kilku istotnych zagadnieniach, co pozwoli mu uniknąć problemów i opóźnień w realizacji inwestycji:

- Mpzp, powinien nie tylko dopuszczać lokalizację poszczególnych turbin wiatrowych, ale również wszystkich elementów infrastruktury budowanej inwestycji, łącznie z drogami, linią kablową i Głównym Punktem Zasilania („**GPZ**”). Zgodnie z przepisami², w mpzp określa się obowiązkowo granice terenów, na których rozmieszczone będą urządzenia wytwarzające energię z odnawialnych źródeł energii o mocy przekraczającej 100 kW. Brak uwzględnienia w mpzp danego elementu infrastruktury będzie rodzić ryzyko stwierdzenia nieważności mpzp i konieczność powtórzenia procedury uchwalania mpzp.
- Jeszcze przed przystąpieniem do zmiany lub uchwalenia mpzp należy dokonać analizy pod względem przebiegu izolinii hałasu w odniesieniu do pobliskich budynków mieszkalnych. Określone w przepisach ustawy maksymalne granice hałasu 40 dB w nocy mogą być zachowane, w zależności

Spatial planning and development

A wind farm location in a given area should be taken into consideration in the study of spatial development directions and considerations (“**Study**”), and it should be accounted for in the local land development plan (“**LLDP**”). Provisions of the Study should concur with the provisions of the subsequently adopted LLDP. LLDP adoption is crucial for the investment process since the EL Act stipulates that the application for connection terms submitted by an investor should be accompanied by an excerpt and map extract from the LLDP, and in absence of such plan, by the zoning and land development decision issued for the property referred to in the application. An investor must be aware that the LLDP adoption process may take a long time – even up to two years from the moment when the municipality council adopts a resolution initiating the drafting or amending of the LLDP. It's important that public administration authorities follow all legally required procedures regarding the adoption of the LLDP. Breach of procedures may result in invalidity of the adopted and binding LLDP. It's also noteworthy that the provincial governor, in his supervisory competence, may refer a LLDP to the provincial administrative court.

Therefore, when a new LLDP is being adopted, the investor should pay attention to a number of important issues to avoid problems and delays in investment execution:

- First of all, the LLDP should authorize not only the location of individual wind turbines but also all infrastructural components of the investment, including roads, power lines and the Main Power Supply Station (“**MPSS**”). In line with the regulations², a LLDP must define boundaries of the area where RES generation facilities with the capacity above 100 kW will be located. Failure to include a specific infrastructure component in the LLDP may create a risk that the LLDP may be considered invalid and its adoption procedure may have to be repeated.
- Before the process of adopting or amending the LLDP begins, the route of the noise level contour line should be analyzed in reference to adjacent residential buildings. The maximum noise level of 40 dB at night set forth in the legal act can be adhered to, depending on the turbine type,

² Art. 15 ust.3 pkt 3a ustawy z dnia 27 marca 2003 roku o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (tekst jedn. Dz.U. 2012 poz. 647)

² Article 15 Section 3 Item 3a of the Act on Spatial Planning and Development of 27 March 2003 (uniform text in the Journal of Laws of 2012 Item 647)

od typu stosowanej turbiny, przy jej zlokalizowaniu w odległości około 600 m od zabudowy mieszkalnej. Pamiętać należy o konieczności zweryfikowania zapisów planów zagospodarowania przestrzennego województwa, które mogą zawierać bardziej restrykcyjne zapisy dotyczące minimalnej odległości turbin wiatrowych od terenów zabudowanych. Niektóre plany zagospodarowania przestrzennego województw, dopuszczają lokalizację turbin wiatrowy dopiero w odległości kilku kilometrów od terenów zabudowanych.

- W celu wyeliminowania ryzyka stwierdzenia nieważności mpzp, inwestor powinien dokonać oceny, czy przeznaczone pod lokalizację turbin wiatrowych nieruchomości ze względu na wysokiej jakości klasę bonitacyjną gleby (klasa I-III) oraz powierzchnię wymagają wyłączenia z produkcji rolnej w mpzp oraz zgody Ministra Rolnictwa i Gospodarki Żywnościowej. Problem powstał na gruncie interpretacji pojęcia „zwały obszar projektowany”³, pojęcie to było dotychczas w sposób rozbieżny rozumiane przez sądy administracyjne. Zgodnie z najnowszą linią orzecniczą Naczelnego Sądu Administracyjnego⁴ pojęcie „zwartego obszaru projektowego” należy odnosić do terenów przeznaczonych wyłącznie pod lokalizację poszczególnych elektrowni wiatrowych, a nie do całego ich zespołu. Oznacza to, że nie należy sumować powierzchni gruntów przeznaczonych do zmiany przeznaczenia.

provided that a distance of about 600 m from residential buildings is observed. It's also necessary to verify the provisions of the land development plans drafted by provincial authorities, as such plans may contain much stricter stipulations regarding the minimum distance between wind turbines and residential areas. Some provincial land development plans only authorize wind turbine locations as far as several kilometers away from developed areas.

- To eliminate the risk that the LLDP may be deemed invalid, the investor should assess whether the real properties designated for wind turbine location classify for exclusion from agricultural production in the LLDP and require consent of the Ministry of Agriculture and Food Economy in consideration of their soil valuation class (class I-III) or the area the properties occupy. The issue in question originated from the interpretation of the “compact designated area”³ phrase – a term that attracted divergent interpretation by administrative courts. In line with the latest judicature of the Supreme Administrative Court⁴, the term “compact designated area” refers to areas designated exclusively for location of individual wind turbines and not an entire farm. This means that land areas qualified for change of designated use should not be added up.

2.2 Decyzja o warunkach zabudowy

Zoning Decision

W przypadku braku mpzp, możliwa jest lokalizacja poszczególnych elementów infrastruktury farm wiatrowej w oparciu o decyzję o warunkach zabudowy („**Decyzja WZ**”) lub decyzję o lokalizacji inwestycji celu publicznego. Lokalizacja inwestycji w oparciu o Decyzję WZ wiąże się z następującymi ograniczeniami:

- Jest dyskusyjne czy lokalizacja elektrowni wiatrowych może nastąpić w oparciu o Decyzję WZ, w związku z ustawowym wymogiem spełnienia zasady tzw. „dobrego sąsiedztwa” – czyli dostosowaniem cech nowej zabudowy do już istniejącej. Z drugiej strony, ustawa PE przewiduje możliwość lokalizacji infrastruktury formie Decyzji WZ, dopuszczając złożenie tej decyzji wraz z wnioskiem o przyłączenie inwestycji do sieci operatora.
- Wiele wątpliwości budzi budowa masztów turbin wiatrowych, a w oparciu o Decyzję WZ w sytuacji, gdy brak jest Studium lub jego postanowienia nie przewidują możliwości lokalizacji farmy wiatrowej.

If the LLDP is not in place, location of wind farm infrastructure components may be granted in a zoning decision (“Zoning Decision”) or a decision on location of a public investment. However, an investment location granted in a Zoning Decision entails the following limitations:

- It is disputable whether a wind farm location may be granted by a Zoning Decision, in view of the statutory requirement to respect the so-called “similarity of development” principle, i.e. the requirement for the features of the new development to match the existing one. On the other hand, the EL Act stipulates that an infrastructure location can be granted in the form of a Zoning Decision, as it allows for that Decision to be attached to the application for investment's connection to the grid.
- It is inadmissible to develop a wind farm based on the Zoning Decision if the Study does not exist, or if provisions of the Study do not stipulate a possibility of wind farm location. Since the Study defines

³ Zgodnie z definicją w art. 7 ust. 2 ustawy o ochronie gruntów rolnych i leśnych

⁴ Orzeczenie Naczelnego Sądu Administracyjnego z 12 kwietnia 2012, sygn. akt II OSK 94/12

³ Pursuant to the definition in Article 7 Section 2 of the Act on Protection of Agricultural Land and Forests

⁴ Decision of the Supreme Administrative Court dated 12 April 2012, file reference II OSK 94/12

Skoro w Studium określa się granice terenów pod budowę urządzeń wytwarzających energię z odnawialnych źródeł energii o mocy przekraczającej 100 kW to wybudowanie odnawialnych źródeł energii o mocy powyżej 100 kW na podstawie Decyzji WZ można by uznać za niemożliwe.

- Decyzja WZ nie może być wydana, w przypadku, kiedy konieczna będzie zmiana przeznaczenia na cele nierolnicze gleb wysokiej, jakości klas I-III oraz o powierzchni powyżej 0,5 ha.
- Jeżeli inwestor nie uzyska w oparciu o Decyzję WZ pozwolenia na budowę to wygaśnie ona, w momencie uchwalenia mpzp, którego postanowienia są inne niż postanowienia Decyzji WZ. Inwestora będą wiązać w takim przypadku postanowienia mpzp.

boundaries of the areas designated for development of renewable energy generation facilities with a capacity above 100 kW, it is impossible to develop RES with capacity of more than 100 kW on the basis of a Zoning Decision.

- The Zoning Decision cannot be issued if the designated use of class I to III land or of an area exceeding 0.5 ha must be changed to non-agricultural use.
- If an investor fails to obtain the construction permit on the basis of the Zoning Decision, the Decision will expire once the LLDP is adopted with provisions different from the provisions of the Zoning Decision. In that case, the investor will be bound by the provisions of the Local Land Development Plan.

2.3 Decyzja o lokalizacji inwestycji celu publicznego

Decision on Location of a Public Investment

Inwestor będzie musiał złożyć do starosty powiatowego wniosek o wydanie decyzji o lokalizacji inwestycji celu publicznego w przypadku, gdy infrastruktura kablowa będzie planowana na terenach wykraczających poza mpzp. W obowiązującym stanie prawnym same turbiny wiatrowe jako urządzenia produkcyjne, nie są uznawane za inwestycję celu publicznego⁵. Jedynie budowa i utrzymywanie przewodów i urządzeń służących do przesyłania energii elektrycznej może stanowić cel publiczny. Pomimo tego, w przeszłości zdarzały się często przypadki wydawania decyzji o lokalizacji inwestycji celu publicznego dla turbin wiatrowych. Decyzje takie pomimo ich wadliwości nie są uznawane za nieważne, jako wydane z rażącym naruszeniem prawa.

Traktowanie farm wiatrowych, jako urządzeń niebędących inwestycją celu publicznego nie jest zgodne z postawieniami Dyrektywy 2009/28/WE⁶, której pełna implementacja do polskiego systemu prawnego ma nastąpić wraz z przyjęciem Ustawy OZE.

The investor must seek that decision, issued generally by the competent head of the county (starost), if the cable infrastructure is foreseen for the areas outside the boundaries of the LLDP. Within the existing legal framework, wind turbines as production facilities are not considered to constitute a public investment⁵. Only construction and maintenance of power lines and transmission facilities may be qualified as a public investment. Nevertheless, in the past, decisions regarding a public investment location were often issued for wind turbines. Despite their defectiveness, such decisions are not considered invalid as a result of having been issued in gross violation of the law. Failure to qualify wind farms as public investments contradicts the provisions of Directive 2009/28/EC⁶ which is expected to be fully implemented in the Polish legal system once the RES Act is adopted.

2.4 Lokalizacja farm wiatrowych na morzu

Offshore Location of Wind Farms

Znowelizowana ustawa o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej wprowadziła przepisy określające zasady lokalizacji farm wiatrowych na morzu. Stało się to możliwe poprzez umożliwienie budowy sztucznych wysp na wodach morskich. Pozwolenie na budowę sztucznych wysp, w braku planu zagospodarowania przestrzennego, wydaje

The amended legal act on Marine Areas of the Republic of Poland and Maritime Administration introduced provisions setting forth the terms of offshore location of wind farms. Such location became possible as a result of allowing for development of artificial islands in the sea waters. In view of absence of a spatial development plan, the artificial island construction permit is issued by the minister in charge

⁵ Zgodnie z art. 2 pkt 5 tej ustawy z 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, pojęcie „inwestycji celu publicznego” należy rozumieć, jako działania o znaczeniu lokalnym i ponadlokalnym, które stanowią realizację celów publicznych, wymienionych enumeratywnie w ustawie z 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami.

⁶ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych nr 2009/28/WE

⁵ Pursuant to Article 2 Item 5 of the Act on spatial planning and development of 27 March 2003, the term “public investment” should be understood as any activities of local and supra-local significance aimed at accomplishing public goals enumerated in the Real Property Management Act of 21 August 1997

⁶ Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources

minister właściwy do spraw gospodarki morskiej na okres niezbędny do wznoszenia i wykorzystywania sztucznych wysp, jednak na czas nie dłuższy niż 30 lat. Farmy wiatrowe można budować daleko od linii brzegowej, tj. w odległości około 12 mil morskich od linii brzegowej. Ministerstwo Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej przyznało pierwsze pozwolenia na budowę sztucznych wysp dla morskich farm wiatrowych.

of maritime economy for the period of time required to erect and use such artificial islands; however, not exceeding 30 years. Wind farms may be developed far from the coast, i.e. at a distance of approximately 12 nautical miles from the coast line. The Ministry of Transport, Construction and Maritime Economy has already granted the first artificial island construction permits for offshore wind farms.

3 Zabezpieczenie praw pod lokalizację infrastruktury

Securing infrastructure location title

3.1 Ogólne informacje General Information

Sposób zabezpieczenia tytułu prawnego do nieruchomości zależy w dużej mierze od statusu prawnego nieruchomości oraz do tego, czy na danej nieruchomości planowana jest lokalizacja turbin wiatrowych, albo lokalizacja poszczególnych elementów infrastruktury towarzyszącej. Umowy powinny być skonstruowane w sposób gwarantujący inwestorowi możliwość korzystania z nieruchomości przez pełny okres eksploatacji farmy wiatrowej. Utrata tytułu prawnego do nieruchomości może zniweczyć plany inwestycyjne. Należy zatem i pamiętać, aby w treści umów znalazły się klauzule uniemożliwiające przedterminowe rozwiązanie umowy z przyczyn nieleżących po stronie inwestora.

The means used to secure a legal title to the property correspond to a large extent to the legal status of the property, and depend on whether the property is to serve as location for wind turbines or for individual components of auxiliary infrastructure. Contracts should be construed in such a way as to ensure that the investor can use the property throughout the entire duration of the investment process. Investment plans may be thwarted by a loss of the legal title to the property. Hence, it's important to make sure that the contract contains clauses that prevent premature contract termination on grounds not attributable to the investor.

3.2 Lokalizacja turbin wiatrowych Methods of Acquisition of Real Properties for Wind Turbine Location

Dzierżawa

Przez umowę dzierżawy wydzierżawiający zobowiązuje się oddać dzierżawcy grunt do używania i pobierania pożytków przez czas oznaczony lub nieoznaczony, a dzierżawca zobowiązuje się płacić wydzierżawiającemu umówiony czynsz. Z istoty umowy dzierżawy wynika, że powinna ona zapewniać dzierżawcy prawo do pobierania pożytków z nieruchomości. W przeciwnym przypadku umowa dzierżawy może być uznana za najem. Wiąże to się z ryzykiem wcześniejszego utraty prawa do korzystania z nieruchomości. Zawarta na czas oznaczony umowa najmu z podmiotem niebędącym przedsiębiorcą już po upływie 10 lat traktowana jest jak umowa zawarta na czas nieoznaczony. Umowę na czas nieoznaczony można natomiast praktycznie rozwiązać w każdym czasie i to bez podania przyczyny. Dlatego ważne jest, aby w umowie dzierżawy zapewnić dzierżawcy prawo do pobierania pożytków z nieruchomości. Jako że kontrowersyjne jest uznawanie wytwarzania energii elektrycznej za pożytek gruntu, warto

Lease

Under a lease agreement, the lessor is obliged to lease the land out to the lessee to use and derive benefits from for a fixed or non-fixed term, and the lessee is obliged to pay the agreed lease rent to the lessor. An essential component of the lease agreement is the right of the lessee to derive benefits from the real property. Without it, the lease agreement may be interpreted as a rental agreement. This, in turn, may carry a risk of the title to the property being lost prematurely, since after a 10-year period a fixed term rental agreement with a non-business entity is treated as a non-fixed term agreement, and in practical terms such a non-fixed term agreement may be terminated at any time without specifying the grounds for termination. Therefore, it's important that a lease agreement grants the lessee a right to derive benefits from the property. Since classifying electricity generation as a benefit derived from land is controversial, it's advisable for the lease agreement to incorporate additional provisions granting the lessee

w umowie dzierżawy zamieścić dodatkowe zapisy dające dzierżawcy prawo do pobierania pożytków. Przykładem może być umowne zagwarantowanie prawa do poddzierżawiania nieruchomości, będące prawem uzyskiwania pożytków cywilnych z gruntu. W celu uniknięcia ryzyka wypowiedzenia stosunku dzierżawy przez nabywcę dzierżawionej nieruchomości, należy zawrzeć umowę w formie pisemnej z datą pewną. Ponadto dzierżawiona nieruchomość powinna zostać wydana inwestorowi, co należy stwierdzić pisemnym protokołem. Ważne jest też, aby już w chwili zawarcia umowy przedmiot dzierżawy był dokładnie określony. W przeciwnym przypadku umowa dzierżawy może zostać uznana za nieważną. Podjęcie powyższych środków nie wyłącza jednak ryzyka wypowiedzenia umowy dzierżawy przez nabywcę nieruchomości w drodze postępowania egzekucyjnego albo upadłościowego. Zgodnie ze znowelizowanym art. 1002 kodeksu postępowania cywilnego⁷, nabywca egzekucyjny może rozwiązać z zachowaniem rocznego terminu wypowiedzieć umowę dzierżawy zawartą na okres co najmniej 2 lat, chociażby została ona podpisana z zachowaniem formy pisemnej i z datą pewną, a nieruchomość została dzierżawcy wydana. Dlatego wskazane jest zamieszczenie w umowie postanowień minimalizujących ryzyko wszczęcia egzekucji przeciwko właścicielowi nieruchomości. Takim postanowieniem będzie przykładowo zakaz obciążania nieruchomości hipotekami, możliwość zapłaty czynszu do rąk wierzyciela właściciela nieruchomości, czy też prawo pierwokupu.

Leasing

Ryzyka związane z zawarciem umowy dzierżawy skłaniają do poszukiwania innych sposobów zabezpieczenia praw do gruntu pod turbiny wiatrowe. Jedną z możliwości jest zawarcie umowy leasingu bezpośredniego. Obecnie nie jest to jednak rozpowszechniona forma zabezpieczenia praw do nieruchomości pod turbiny wiatrowe.

Leasing zapewnia prawo do korzystania lub korzystania i pobierania pożytków z rzeczy, odpada więc problem zapewnienia w umowie prawa do czerpania pożytków z farmy wiatrowej. Przy leasingu nieruchomości powstaje jednak problem kalkulacji wynagrodzenia właścicieli za korzystanie, które musi odpowiadać wartości nieruchomości. Pozostaje poczekać, czy ta forma zabezpieczenia praw zostanie w Polsce rozpowszechniona.

Użytkowanie

Oprócz zabezpieczenia praw do gruntu w formie umowy dzierżawy czy leasingu, możliwe jest również zawarcie umowy użytkowania. Użytkowanie to ograniczone prawo rzeczowe, które daje

a right to derive benefits. For example, the agreement may warrant the right to sublease the property which constitutes a right to derive civil benefits from the land. To avoid the risk that the buyer of the leased property will terminate the lease, the agreement should be executed in writing with a date certain. Moreover, the leased property should be released to the investor, and the release should be confirmed by a written report. It's also crucial to specifically define the subject of lease upon conclusion of the agreement. Otherwise, the lease agreement may be considered invalid. However, taking the aforementioned precautions will not eliminate the risk that the lease agreement may be terminated by the buyer of the leased property during the course of enforcement or bankruptcy proceedings. In line with the amended Article 1002 of the Civil Procedure Code⁷, the assignee in enforcement proceedings may terminate a lease agreement entered into for a term of not less than 2 years, upon a one-year termination notice, even if such agreement had been executed in writing and with a date certain, and the property had been released to the lessee. Therefore, it is advisable that the agreement contains provisions mitigating the risk of enforcement instigated against the property owner. Such provisions would include, without limitation, a ban on establishing mortgages on the property, an option to pay lease rent to the property owner's creditor or the first refusal right.

Leasing

The risks associated with the lease agreement prompt investors to search for other methods of securing titles to the land designated for wind turbines. One of the alternatives comes in the form of direct leasing agreements. At the moment, however, this form of securing a property title for wind turbines is not very common.

Leasing ensures the right to use the object of leasing and derive benefits from it, which automatically eliminates the problem of securing the right to derive benefits from a wind farm in the agreement. However, property leasing poses an issue of calculating the owner's remuneration for business use, which needs to correspond to the value of the property. It seems worthwhile to wait and see if that method of securing property rights becomes more common in Poland.

Business Use

Alternatively to securing the title to the land through lease or leasing, an investor can enter into a business use agreement. Business use is a limited property right whereby the user is granted the right to use the subject of business use and derive benefits from

⁷ Ustawa z 16 września 2011 roku o zmianie ustawy – Kodeks postępowania cywilnego oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. 2011, Nr 233 poz. 1381)

⁷ Legal Act of 16 September 2011 amending the Civil Procedure Code and certain other legal acts (Journal of Laws of 2011, No. 233 Item 1381)

użytkownikowi prawo do używania rzeczy i pobierania z niej pożytków. Wadą umowy użytkowania jest jego niezbywalność. Zaletą użytkowania jest możliwość zawarcia umowy na pełny okres eksploatacji farmy wiatrowej. Oddana w użytkowanie nieruchomości nie powinna być przez cały okres eksploatacyjny obciążona hipotecznie. W przeciwnym przypadku istnieje ryzyko wygaśnięcia użytkowania w przypadku upadłości właściciela nieruchomości.

it. The negative aspect related to a business use agreement is its non-transferability, whereas the advantage to resorting to a business use agreement is that it can be concluded for an entire duration of wind farm exploitation. A real property made available for business use should not be encumbered with mortgages during the entire term of use; otherwise there is a risk that the business use will expire in the event of bankruptcy of the real property owner.

3.3 Zabezpieczenie praw do infrastruktury przesyłowej Securing Rights to Infrastructure – Transmission Easement

Służebność przesyłu jest instytucją prawną najczęściej wykorzystywaną do pozyskania praw do nieruchomości przeznaczonych pod lokalizację części infrastruktury towarzyszącej elektrowni wiatrowej, jak trasa kabla. Instytucja służebności przesyłu jest obecnie przedmiotem zmian kodeksu cywilnego. Zgodnie z projektem nowelizacji, rozszerzony ma być katalog urządzeń, dla których będzie można ustanowić służebność przesyłu. Oprócz urządzeń służących do doprowadzania lub odprowadzania np. energii elektrycznej znajdują się również budynki, które służą wyłącznie do korzystania z tych urządzeń. Wobec powyższej zmiany przepisów, wydaje się, że możliwe będzie ustanowienie służebności przesyłu np. w celu lokalizacji głównego punktu zasilania. Ponadto, ustawodawca planuje zmienić przepisy dotyczące ustanowienia służebności przesyłu w przypadku braku zgody właściciela nieruchomości na jej ustanowienie⁸. O żądaniu będzie rozstrzygał w formie decyzji administracyjnej starosta. Ustanowienie służebności nastąpi zgodnie z mpzp, a w przypadku braku planu, zgodnie z decyzją o ustaleniu lokalizacji inwestycji celu publicznego.

Transmission easement is a legal instrument most commonly used to secure rights to real properties designated as location for portions of wind farm auxiliary infrastructure, such as the route of power cables. Provisions regulating transmission easement are currently undergoing changes in the Civil Code. A draft of the relevant amendment foresees expansion of the list of facilities for which transmission easement may be established. Apart from electricity feed-in or distribution facilities, the list also includes buildings designated exclusively for the use of such facilities. It seems like the above-mentioned amendment of the regulations may offer a possibility to set up transmission easement e.g. for the location of the main power supply station. The legislator is also planning to amend provisions pertinent to establishing transmission easement in situations of absence of property owner's consent to such easement⁸. In such cases, an administrative decision regarding the request will be issued by the starost. The easement will be established in line with the local plan, and in absence of such plan – in line with the decision regarding location of a public investment.

3.4 Pole projekcji śmigła turbiny wiatrowej Wind Turbine Blade Projection

Łopata śmigła jest często zawieszona ponad nieruchomością sąsiednią. Oznacza to, że inwestor jest zobowiązany zabezpieczyć prawo do projekcji śmigła również ponad tym gruntem. W związku z tym, wskazane jest ustanowienie służebności gruntowej w celu zapewnienia prawa do ingerencji w przestrzeń powietrzną ponad nieruchomością sąsiednią. Ustanowienie służebności gruntowej nie będzie jednakże możliwe, gdy nieruchomość obciążona ma tego samego właściciela co nieruchomość, na której posadowiona jest turbina wiatrowa. W takim przypadku właściciel powinien udzielić zgody w formie oświadczenia, które następnie należałoby ujawnić w księdze wieczystej, jako uprawnienie osobiste inwestora.

The propeller blade is often suspended above the neighboring property. As a consequence, the investor is obliged to secure the right to also extend the blade across that land. To that end, land easement needs to be set up to ensure the right to interfere in the air space above the adjacent property. However, if the neighboring property is owned by the same owner as the property where the wind turbine is located, land easement will not be possible to set up. In that case, the property owner should grant consent in the form of a statement which will subsequently be disclosed in the land and mortgage register as a personal right of the investor.

⁸ Projekt z 10 lipca 2012 roku o zmianie ustawy kodeks cywilny i ustawa o gospodarce nieruchomościami.

⁸ Draft dated 10 July 2012 amending Civil Code and Real Property Management Act

3.5 Skutki wpisów praw do ksiąg wieczystych Consequences of Title Entries in Land and Mortgage Registers

Inwestor powinien pamiętać o ujawnieniu w księgach wieczystych pozyskanych do celów realizacji farmy wiatrowej praw do nieruchomości. Wpis do księgi wieczystej będzie możliwy, jeżeli umowy zostaną podpisane w formie pisemnej z podpisami poświadczonymi przez notariusza.

Wpis ograniczonego prawa rzeczowego, jak do księgi wieczystej przyznaje ujawnionemu prawu pierwszeństwo przed prawami niewpisanymi. Natomiast ujawniona w księdze wieczystej umowa dzierżawy uzyskuje skuteczność względem praw nabytych przez czynność prawną po jej ujawnieniu, z wyjątkiem służebności drogi koniecznej, służebności przesyłu albo służebności ustanowionej w związku z przekroczeniem granicy przy wznoszeniu budynku lub innego urządzenia. Ujawnienie w księdze wieczystej praw wynikających z umowy dzierżawy ma również wpływ na trwałość stosunku umownego. Jeżeli prawo zostało ujawnione w księdze wieczystej, w przypadku sprzedaży nieruchomości, nabywca dzierżawionego gruntu zobligowany jest kontynuować na dotychczasowych warunkach dzierżawę zawartą na czas określony.

An investor should make sure to disclose titles to third party property acquired with a view to developing a wind farm in the land and mortgage registers. An entry to the land and mortgage register can be made if agreements are executed in writing with signatures certified by a notary public.

A qualified property right entered in a land and mortgage register takes priority over any rights that are not entered therein. A lease agreement disclosed in the land and mortgage register becomes effective in respect of the rights acquired through a legal transaction after it's disclosed, with the exception of easement of a right of way, transmission easement or easement established as a result of crossing boundaries when erecting a building or structure. Disclosure of lease agreement rights in the land and mortgage register also affects the stability of the contractual relationship. If a right is disclosed in the land and mortgage register and the property is sold, the buyer of the leased land is obliged to continue the fixed-term lease on existing terms.

3.6 Nieruchomości o szczególnym statusie Special Status Properties

Elementy infrastruktury farmy wiatrowej mogą być często zlokalizowane na terenach o szczególnym statusie prawnym np. w obrębie pasa drogi publicznej, na zamkniętym terenie kolejowym czy pod dnem naturalnych zbiorników wodnych. W przypadku konieczności posadowienia infrastruktury farmy wiatrowej na tych obszarach, inwestor będzie musiał uzyskać dodatkowe decyzje administracyjne oraz zawrzeć umowy z właściwymi organami.

Lokalizacja urządzeń w pasie drogi publicznej następuje po uzyskaniu zezwolenia właściwego zarządcy drogi, wydawanego jest w formie decyzji administracyjnej. Przed rozpoczęciem robót budowlanych inwestor jest dodatkowo zobowiązany do uzyskania zezwolenia na zajęcie pasa drogowego. Za zajęcie pasa drogowego pobiera się opłatę ustaloną się jako iloczyn liczby metrów kwadratowych zajętej powierzchni pasa drogowego, stawki opłaty za zajęcie 1 m² pasa drogowego i liczby dni zajmowania pasa drogowego.

Zabezpieczenie praw do posadowienia infrastruktury technicznej w obrębie cieków wodnych następuje na podstawie pozwolenia wodnoprawnego oraz podpisanej następnie umowy użytkowania. Pozwolenie wodnoprawne wydaje się, w drodze decyzji, na czas określony. Ustala się w nim cel i zakres korzystania z wód, warunki wykonywania uprawnienia oraz obowiązki niezbędne ze względu na ochronę zasobów środowiska, interesów ludności i gospodarki.

Oftentimes, wind infrastructure components may be situated in areas assigned a special legal status, e.g. in a public thoroughway, in a restricted access railroad zone or below the bottom of natural water basins. If wind farm infrastructure has to be situated in such areas, the investor has to secure additional administrative decisions and enter into agreements with competent authorities.

For facilities to be located in a public thoroughway, the competent road administrator must issue a permit in the form of an administrative decision. Additionally, the investor is obliged to obtain a permit for public thoroughway occupancy. The public thoroughway occupancy is subject to a fee set up as a product of number of square meters of the occupied public thoroughway zone, the rate per occupancy of 1 m² of the public thoroughway and the number of days of public thoroughway occupancy.

The rights to locate technical infrastructure within the limits of a water course are secured by a water permit and by a subsequently executed business use agreement. The water permit is issued in the form of a decision, for a fixed term. It specifies the purpose and scope of use of the water, terms on which the right is exercised, and obligations imposed with regard to environmental protection, as well as human and economic interests. An annual fee is charged for the business use of infrastructure

Przeprowadzenie infrastruktury przez grunty pokryte wodami, stanowiące własność Skarbu Państwa, oddaje się w użytkowanie za opłatą roczną. Położenie infrastruktury technicznej w obrębie będącym terenem zamkniętym kolejowym wymaga uzyskania, w procesie wydawania pozwolenia na budowę, odpowiednich uzgodnień z organem administracji architektoniczno-budowlanej. Zgodnie z prawem, terenem zamkniętym jest teren o charakterze zastrzeżonym ze względu na obronność i bezpieczeństwo państwa⁹. Tereny zamknięte są określane przez właściwych ministrów i kierowników urzędów centralnych. Lokalizując infrastrukturę na tych terenach, inwestor będzie zobowiązany do uzyskania opinii i uzgodnień spółek kolejowych będących ich zarządcami. Następnie prawo lokalizacji infrastruktury zostanie zabezpieczone w formie np. służebności przesyłu.

carried across land covered with waters owned by the State Treasury.

To situate technical infrastructure in an area constituting a restricted access railroad zone, the investor is required to make specific arrangements with the architecture & construction administration authority within the process of seeking the construction permit. According to legal regulations, a restricted access zone is an area where access is restricted due to national defense and security considerations⁹. Restricted access zones are defined by competent ministers and heads of state authorities. To locate infrastructure in such zones, the investor will be obliged to obtain opinions and agreements of railway companies acting as administrators of such zones. Then, the infrastructure location right will be secured in the form of e.g. transmission easement.

4 Ochrona środowiska

Environmental protection

4.1 Oddziaływanie przedsięwzięcia na środowisko Environmental Impact Assessment Procedure

Procedura oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko („OOS”) jest przeprowadzana w trakcie postępowania w sprawie wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach zgody na realizację przedsięwzięcia. Celem przeprowadzenia OOS jest zbadanie negatywnego wpływu na środowisko, jakie może mieć planowane przedsięwzięcie. Farma wiatrowa może zostać zakwalifikowana do następujących rodzajów przedsięwzięć:

- mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko,
- mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko oraz
- mogących znacząco oddziaływać na obszary Natura 2000 a niezakwalifikowanych do dwóch powyższych grup.

Do przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko zalicza się instalacje wykorzystujące siłę wiatru do produkcji energii, znajdujące się na obszarach chronionych takich jak: parki narodowe, rezerваты przyrody, obszary chronione krajobrazu czy obszary Natura 2000. W przypadku przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko, obowiązek przeprowadzenia OOS może być nałożony przez podmiot właściwy do wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Najczęściej organy korzystają z tej możliwości i zobowiązują inwestora do zbadania wpływu przedsięwzięcia na

The project's Environmental Impact Assessment (“EIA”) is performed as part of the proceedings pertaining to the decision regarding environmental considerations of the permit to execute a project. The purpose of the EIA is to examine negative impact of the planned project on the environment. A wind farm may be qualified as a project:

- with considerable material impact on the environment,
- with potential considerable impact on the environment, and
- with potential considerable impact on Natura 2000 areas not included in the two groups listed above.

Investments that may have potential considerable impact on the environment include installations that use wind to generate energy, located in protected areas such as national parks, nature reserves, protected landscape areas or Natura 2000 areas. In case of projects with potential considerable impact on the environment, the obligation to perform the EIA may be imposed by the authority competent to issue environmental considerations decision. Authorities generally exercise that right, and require the investor to examine the investment's impact on the environment; therefore the obligation to perform an EIA will apply to practically all wind farms. As for investors, they face a practical problem as to which wind farm

⁹ Zgodnie z ustawą z dnia 17 maja 1989 roku prawo geodezyjne i kartograficzne (tekst jedn. Dz. U. 2010, Nr 193, poz. 1287)

⁹ Pursuant to the Geodetic and Cartographic Law Act of 17 May 1989 (uniform text in the Journal of Laws of 2010, no. 193 Item 1287)

środowisko, dlatego w praktyce przy realizacji każdej farmy wiatrowej będzie istniał obowiązek przeprowadzania OOS. Przedsiębiorcy stoją przed problemem, które elementy infrastruktury farmy wiatrowej powinny podlegać badaniu OOS.

Zgodnie z wytycznymi Ministerstwa Środowiska, najbardziej optymalnym rozwiązaniem jest objęcie całej farmy wiatrowej łącznie z GPZ i liniami napowietrznymi, jednym wnioskiem o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach i przeprowadzeniu jednej OOS. Celem łącznej oceny jest sprawdzenie, czy powodowane łącznie oddziaływanie na środowisko jest znaczące.

Nie zawsze jest jednak możliwe przeprowadzenie jednej OOS oraz wydanie jednej decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla całego przedsięwzięcia. W przypadku, kiedy GPZ jest elementem infrastruktury zewnętrznej i należy do operatora, konieczne jest przeprowadzanie odrębnych procedur OOS dla farmy wiatrowej oraz dla infrastruktury zewnętrznej. W powyższym przypadku, w każdym z Raportów OOS należy przeprowadzić ocenę skumulowanego wpływu wszystkich pozostałych przedsięwzięć np. GPZ i linii energetycznej zewnętrznej na środowisko. Podobnie postępuje się w przypadku projektu, dla którego nieznane są jeszcze warunki przyłączenia oraz położenie elementów infrastruktury przyłączeniowej¹⁰.

infrastructure components should be included in the EIA.

Guidelines issued by the Ministry of Environment indicate that optimally the entire wind farm, including the MPSS and above-ground cables, should be covered by a single application for the decision regarding environmental considerations and a single EIA. The goal of such aggregate assessment is to verify whether the resulting cumulative environmental impact is considerable.

However, it is not always possible to perform a single EIA and issue a single decision regarding environmental considerations for the entire project. When the MPSS is incorporated in external infrastructure and owned by the operator, separate EIA procedures need to be completed for the wind farm and for external infrastructure. In that case, each EIA report must contain an assessment of cumulative environmental impact of all the other investments, e.g. the MPSS as well as the external power line. A similar procedure applies in case of projects where connection terms and location of connection infrastructure components are not known¹⁰.

4.2 Raport o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko Environmental Impact Report

Jednym z kluczowych elementów postępowania w sprawie OOS, mającym ułatwić ustalenie wszystkich potencjalnych zagrożeń związanych z realizacją planowanej inwestycji jest raport o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko („**Raport OOS**”). Raport OOS powinien przede wszystkim zawierać następujące elementy:

- Co najmniej trzy rozpatrywane przez inwestora warianty lokalizacji przedsięwzięcia, tj. opis wariantu proponowanego przez wnioskodawcę, wariantu alternatywnego, wariantu najkorzystniejszego dla środowiska.
- Warto pamiętać, że w raporcie OOS oprócz opisu inwestycji powinien znaleźć się opis stanu przyrody, obiektów chronionych i zabytkowych.
- W raporcie ocenia się wpływ inwestycji na poszczególne elementy środowiska oraz na ludzi, bierze się pod uwagę oddziaływanie przedsięwzięcia na krajobraz, ptaki i nietoperze, oddziaływanie w zakresie pola elektromagnetycznego, wpływ przedsięwzięcia na wody powierzchniowe podziemne, produkcję odpadów, możliwość przekroczenia norm akustycznych.

One of the key components of the EIA procedure intended to facilitate identification of all potential threats related to the completion of the planned investment is the Environmental Impact Report (“**EI Report**”). The EI Report should comprise the following key elements:

- At least three project location variants considered by the investor: description of the variant proposed by the applicant, an alternative variant, and a variant most favorable for the environment.
- It's worth noting that additionally to investment overview, the Environmental Impact Report should also contain an overview of the condition of nature, as well as protected and historical structures.
- The report assesses the project's impact on individual environment compartments and on people; it considers the project's impact on landscape, birds and bats, electromagnetic field-related impact, investment's impact on underground water, waste generation, and potential violation of acoustic standards.

¹⁰ Zgodnie z wytycznymi w dokumencie: Wytyczne w zakresie prognozowania oddziaływań na środowisko farm wiatrowych, Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska, Warszawa 2011.

¹⁰ In line with the guidelines set forth in: “Guidelines for Forecasting Wind Farm Environmental Impact”, General Directorate for Environmental Protection, Warsaw 2011

Warto pamiętać:

W praktyce najistotniejsze jest oddziaływanie akustyczne farmy wiatrowej na środowisko, inne kryteria oddziaływania są ocenne dla organu. W obecnym stanie prawnym istnieją dopuszczalne poziomy hałasu w środowisku obowiązujące dla terenów zabudowanych. Przykładowo dla terenów zabudowy mieszkalnej jednorodzinnej dopuszczalny poziom hałasu w dzień wynosi 50 dB, a w nocy 40 dB. Inwestor przed przystąpieniem do realizacji inwestycji powinien przeprowadzić symulację oddziaływania akustycznego na środowisko oraz przeprowadzić analizę izolinii hałasu, wykorzystując dane przedstawione przez producenta danego typu turbin wiatrowych. Ważne jest, aby analizując przebieg izolinii hałasu wziąć pod uwagę wszystkie zabudowania będące w potencjalnym zasięgu oddziaływania przedsięwzięcia. Przeprowadzenie symulacji nie gwarantuje, że po wybudowaniu farmy wiatrowej normy hałasu nie zostaną przekroczone. Dlatego inwestor powinien zawsze monitorować oddziaływania planowanego przedsięwzięcia, zarówno na etapie jego budowy jak i eksploatacji. Przedstawienie propozycji sposobu monitoringu powinno być elementem Raportu OOS. Jeżeli po wybudowaniu farmy wiatrowej, okaże się, że minimalne normy w zakresie emisji hałasu zostały przekroczone, inwestor zobowiązany jest dokonać wszelkich działań, przywracających dopuszczalny poziom hałasu w środowisku np. poprzez dostosowanie trybu pracy turbin wiatrowych czy nawet ich wyłączenie. Inwestor zobowiązany jest w procedurze OOS dokonać analizy, czy przedsięwzięcie może spowodować naruszenie właściwego stanu ochrony gatunków i siedlisk, dla których zostały utworzone obszary Natura 2000. Zabronione jest podejmowanie działań, które będą znacząco negatywnie oddziaływać na cele ochrony obszaru Natura 2000. Nawet w przypadku, kiedy farma wiatrowa położona będzie w znacznej odległości od obszaru chronionego, może ona mieć znacząco negatywny wpływ na obszar Natura 2000.

Noteworthy information:

In practical terms, the most essential aspect is the project's acoustic impact on the environment; valuation of all other criteria by the competent authority is often discretionary. The existing legal framework defines admissible noise levels for developed areas. For example, in single-family housing residential area the admissible noise level is set at 50 db during the day and 40 dB during the night. Before embarking on the project, the investor should perform a simulation of acoustic impact on the environment, and an analysis of noise level contour line using the data provided by the manufacturer of a given wind turbine. Analysis of the noise level contour line should consider all buildings and structures within the potential reach of the project's impact. However, a simulation does not translate into a guarantee that noise levels will not be exceeded once the wind farm is developed. Therefore, the investor should always monitor the impact of the planned investment during the course of its development, and after it's put to service. A proposal regarding the monitoring method should be incorporated into the EI Report. If it turns out that after the wind farm is developed minimum noise emission standards are exceeded, the investor is obliged to take all required steps to restore the admissible noise level in the environment, by e.g. adjusting the turbine operation mode or even turning it off. As part of the EIA procedure, the investor is obliged to examine whether the project may cause an infringement to the appropriate protection of species and habitat covered by the Natura 2000 areas. Any activities with negative impact on the protection objectives of the Natura 2000 area are prohibited. Even if a wind farm is located at a far distance from a protected area, a considerable negative impact on a Natura 2000 area may still exist.

5

Prawo budowlane

5.1

Pozwolenie na budowę Construction Permit

Pozwolenie na budowę to decyzja administracyjna zezwalająca na rozpoczęcie i prowadzenie robót budowlanych. Pozwolenie na budowę powinno obejmować całość zamierzenia budowlanego¹¹. W praktyce jednak, inwestorzy składają wnioski o wydanie

Construction law

Construction permit is an administrative decision that authorizes commencement and execution of construction works. The permit should refer to the entire construction project¹¹. In practice, however, investors apply for separate construction permits for individual

¹¹ Art. 33 ust. 1 ustawy z 7 lipca 1994 Prawo Budowlane (Dz.U. 2010 Nr 243, poz. 1623)

¹¹ Article 33 Section 1 of the Construction Law Act of 7 July 1994 (Journal of Laws of 2010 no. 243, Item 1623)

pozwolenia na budowę oddzielnie dla poszczególnych elementów farmy wiatrowej. Decyzja o pozwoleniu na budowę wygasa, jeżeli budowa nie została rozpoczęta przed upływem 3 lat od dnia, w którym decyzja ta stała się ostateczna.

5.2 Zgłoszenie robót budowlanych Notification of Construction Works

Nie wszystkie elementy infrastruktury farmy wiatrowej wymagają uzyskania pozwolenia na budowę. Pozwolenia na budowę nie wymaga budowa przyłączy elektromagnetycznych, dla których wystarczy samo zgłoszenie robót budowlanych zawierające rodzaj, zakres i sposób wykonywania robót budowlanych oraz termin ich rozpoczęcia. Do wykonywania robót budowlanych można przystąpić, nie później niż po upływie 2 lat od określonego w zgłoszeniu terminu ich rozpoczęcia.

components of a wind farm. The decision granting construction permit expires if construction works are not started in 3 years from the date of the decision becoming final.

Not all components of wind farm infrastructure require a construction permit. Such permit does not have to be sought for power service connections – for those it is only sufficient to provide notification of construction works specifying the type, scope and method of the works, and the construction commencement date. Construction works should start no later than in 2 years from the commencement date indicated in the notification.

5.3 Zmiana pozwolenia na budowę Change of Construction Permit

W praktyce realizacji projektów farm wiatrowych często pojawia się konieczność wprowadzenia zmian do projektu budowlanego już po jego zatwierdzeniu przez odpowiednie organy oraz po wydaniu pozwolenia na budowę. Taką zmianą może być przykładowo modyfikacja kształtu fundamentów. Istotne odstępnie od zatwierdzonego projektu budowlanego jest dopuszczalne jedynie po uzyskaniu decyzji o zmianie pozwolenia na budowę. Podmiotem uprawnionym do dokonania kwalifikacji danego odstąpienia, jako istotne lub nieistotne jest w tym zakresie projektant. Jest on obowiązany zamieścić w projekcie budowlanym odpowiednie informacje (rysunek i opis) dotyczące odstąpienia. Projektant ponosi wyłączną odpowiedzialność cywilną i karną w zakresie dokonanej kwalifikacji.

In the practice of wind farm project implementation, it oftentimes turns out that the construction design must be changed after it has been approved by competent authorities or after the construction permit has been issued. Changes to construction design may include, for example, modifying the shape of foundations. A substantial departure from the terms set forth in the construction permit is only permissible after a decision amending the construction permit is granted. To that extent, decisions as to whether a given departure is substantial or not are made by the designer, who is obliged to include the respective information regarding the departure from the design (drawing and description) in the construction design. The designer bears civil and penal liability for the qualification of the departure.

5.4 Pozwolenie na użytkowanie Occupancy Permit

Przed przystąpieniem do użytkowania obiektu budowlanego należy uzyskać ostateczną decyzję o pozwoleniu na użytkowanie. Jej uzyskanie jest konieczne, jeżeli dla wzniesienia obiektu budowlanego jest wymagane pozwolenie na budowę i obiekt jest zaliczony do określonych prawem kategorii. W większości przypadków budowa elektrowni wiatrowych wymaga uzyskania pozwolenia na użytkowanie. Jednak w związku z tym, że polskie organy klasyfikują farmę wiatrową do różnych kategorii budowlanych, zdarza się, że taki obowiązek nie zostaje nałożony. Jeżeli uzyskanie pozwolenia na użytkowanie nie jest wymagalne, do użytkowania obiektu budowlanego, można przystąpić, po zawiadomieniu organu nadzoru budowlanego o zakończeniu budowy, a organ ten nie

Before a structure is put to business use, the final decision regarding its occupancy permit needs to be obtained. The occupancy permit requirement exists if construction permit was required to erect the structure, and if the structure falls into one of the categories defined by law. In most cases, wind farm development requires an occupancy permit. However, since Polish authorities classify a wind farm into different construction categories, there are certain instances where the occupancy permit obligation is not imposed. If the occupancy permit is not required, a structure can be put to business use after the competent construction supervisory authority is notified that the construction has been completed, provided that the authority does not raise

zgłosi sprzeciwu w terminie 21 dni od dnia doręczenia zawiadomienia.

an objection in 21 days from the delivery date of the notification.

6 Przyłączenie do sieci

Grid connection

6.1 Ogólne General

Wprowadzenie energii elektrycznej wytworzonej w farmie wiatrowej do sieci energetycznej następuje po wydaniu przez przedsiębiorstwo energetyczne warunków przyłączenia do sieci oraz na podstawie podpisanej następnie umowy przyłączeniowej. Przedsiębiorstwo energetyczne jest zobowiązane wydać warunki przyłączenia na wniosek podmiotu ubiegającego się o przyłączenie, jeżeli spełnione są warunki techniczne i ekonomiczne przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw lub energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru.

Wind farm-generated electricity is fed into the power grid after the power company issues the grid connection terms, and the grid connection agreement is subsequently signed. The power company is obliged to issue the connection terms on request of the entity applying for the connection, provided the technical and economic conditions for grid connection and for supply of such fuels or energy are met, and the applicant meets the conditions regarding grid connection and energy collection.

6.2 Warunki techniczne i ekonomiczne Technical and Economic Conditions

Wobec braku ustawowej definicji pojęć warunków technicznych, jak i warunków ekonomicznych, w praktyce istnieje problem odmiennego rozumienia powyższych pojęć przez podmioty rynku energii. Prowadzi to do sytuacji konfliktowych, które powstają ze względu na dowolność, jaką przedsiębiorstwa sieciowe mają w określaniu czy przesłanki spełnienia warunków technicznych i ekonomicznych zostały spełnione. Pewną wskazówką interpretacyjną powyższych pojęć mogą być orzeczenia sądów oraz stanowiska wydane przez Prezesa URE.

Absence of a statutory definition for both technical conditions and economic conditions gives rise to issues stemming from different interpretations offered to those terms by energy market players. This, in turn, leads to conflicts that arise from the freedom afforded to grid companies with regard to determining whether the prerequisites regarding technical and economic conditions have been met. Court decisions and opinions issued by the President of the Energy Regulatory Office may serve as a sort of interpretation guidelines for those terms.

Warto pamiętać:

- Brak warunków technicznych to przeszkoda, która istnieje obiektywnie, ma trwały charakter i nie można jej usunąć.
- Ciężar dowodu, że w danym przypadku nie istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania paliw lub energii spoczywa na przedsiębiorstwie energetycznym.
- Brak warunków ekonomicznych istnieje na przykład w przypadku, kiedy obiekt przyłączany położony jest w znacznej odległości od sieci elektroenergetycznej operatora lub w miejscu trudno dostępnym, co z kolei powoduje, że inwestycja nie będzie opłacalna ze względu na wysokie koszty przyłączenia.
- Przedsiębiorstwa energetyczne mają obowiązek rozbudowy sieci elektroenergetycznej w celu przyłączenia nowych podmiotów, zapewniają też finansowanie realizacji jej rozbudowy. Rozbudowa sieci

Noteworthy information:

- Absence of technical conditions constitutes an obstacle that exists objectively, is permanent in nature and cannot be removed.
- The burden of proof that technical and economic conditions for grid connection or fuel or energy supply do not exist in a specific case rests with a power company.
- Absence of economic conditions exists e.g. when a connected structure is located at a far distance from the operator's power grid or in hard to access locations, which in turn makes the investment unprofitable due to high connection costs.
- Power companies are obligated to expand the power grid to ensure connection of new entities; they also provide financing for the completion of such development. The grid is expanded based on the so-called development plans drawn up by

ma miejsce w oparciu o tzw. plany rozwoju opracowywane przez przedsiębiorstwo energetyczne będące operatorem sieci elektroenergetycznej. Jeżeli inwestycja objęta jest planem rozwoju, muszą istnieć warunki ekonomiczne przyłączenia. Jest to związane z faktem, że prace objęte planami rozwoju są finansowane poprzez taryfy, zatwierdzone przez Prezesa URE. W związku z tym, przedsiębiorstwo sieciowe ma obowiązek przyłączyć do sieci podmioty, które znajdują się w obszarze zatwierdzonego przez URE planu rozwoju.

- W sprawach odmowy przyłączenia do sieci, rozstrzyga Prezes Urzędu Regulacji Energetyki w drodze decyzji administracyjnej. Od decyzji Prezesa URE można się odwołać do Sądu Okręgowego w Warszawie - Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

the power company acting as the operator of the power grid. If the investment is accounted for in the development plan, economic conditions for the connection must exist. That presumption is related to the fact that undertakings included in the development plans are financed with tariffs approved by the President of the ERO. Therefore, a grid operator has an obligation to connect to the grid entities that are located in the area covered by the development plan approved by the ERO.

- Cases regarding grid connection refusals are adjudicated by the President of the Energy Regulation Office who issues a respective administrative decision. The decision of the ERO President may be appealed to the Regional Court in Warsaw – The Court of Competition and Consumer Protection.

6.3 Spory dotyczące treści umowy przyłączeniowej Disputes Related to Contents of Grid Connection Agreement

W przypadku konfliktu z operatorem, dotyczącego zapisów umowy przyłączeniowej, inwestor może zwrócić się do Prezesa URE o określenie treści tej umowy. W orzecznictwie dominuje pogląd, że decyzja organu zastąpi w takim przypadku oświadczenie woli obu stron¹². Istotnym problemem w trakcie postępowania przed Prezesem URE, jest często brak możliwości dostępu do części danych objętych postępowaniem np. do ekspertyzy wpływu przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektromagnetyczny. Operatorzy często zasłaniają się tajemnicą przedsiębiorstwa i nie chcą ujawniać treści ekspertyzy wobec inwestora. Prowadzi to do sytuacji, w której dochodzenie swoich praw przez podmiot wnioskujący o przyłączenie może być bardzo utrudnione lub wręcz niemożliwe.

In a situation of dispute with the grid operator regarding provisions of the grid connection agreement, it may be worthwhile to turn to the President of the ERO to stipulate the contents of such an agreement. The judiciary favors the position according to which in such cases the decision of the regulatory authority will replace a bilateral statement of will¹². However, a major problem encountered in proceedings before the President of the ERO is the inability to access portions of data relevant to the proceedings, e.g. experts' opinion on the impact of connected facilities, installations or networks on the power grid. Oftentimes, operators invoke business secret and are unwilling to disclose contents of the expert's opinion to the investor. As a result, situations occur where it may be extremely difficult or even impossible for the entity applying for grid connection to ascertain their rights.

6.4 Przyłączenie w nowej Ustawie OZE Grid Connection in RES Act

Projekt nowej Ustawy OZE w wersji drugiej z dnia 26.07.2012 roku, zawiera nowe regulacje dotyczące przyłączenia źródeł odnawialnych do sieci. Zaprezentowany projekt zawiera regulacje kontrowersyjne, ale również znalazło się w nim kilka nowych rozwiązań dotyczących przyłączenia do sieci źródeł OZE, w porównaniu do obecnie obowiązującego prawa:

- Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, będzie zobowiązane zachować pierwszeństwo przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii przed instalacjami niestanowiącymi instalacji OZE, z zastrzeżeniem,

The second draft of the bill of the new RES Act dated 26 July 2012 contains new regulations regarding grid connection of renewable energy sources. Some of the regulations proposed in the presented bill are controversial; however, the bill also provides a number of new solutions regarding grid access of RES that do not exist under the existing law:

- A power company whose business objects comprise transmission or distribution of electric energy will be obliged to ensure priority of connection of a renewable energy source before non-RES

¹² Powyższy pogląd został poparty wyrokami sądowymi m.in. wyrokiem Sądu Najwyższego z 12 kwietnia 2011, III SK 42/10

¹² The opinion mentioned above was supported by court decisions, including without limitation the ruling of the Supreme Court dated 12 April 2011, file ref. 2011, III SK 42/10

że istnieć będą warunki techniczne i ekonomiczne przyłączenia.

- Przedsiębiorstwo przesyłowe będzie miało obowiązek zawarcia w warunkach przyłączenia harmonogramu etapów koniecznych dla dokonania przyłączenia.
- Jeżeli przyłączenie jest niemożliwe bez modernizacji i rozbudowy sieci, operator powinien określić terminy rozbudowy sieci i uzasadnić czas jej trwania.
- W przypadku, gdy nie są spełnione warunki w zakresie całej mocy przyłączeniowej, operator sieci może, za zgodą podmiotu przyłączanego, wydać warunki przyłączenia na część wnioskowanej mocy.
- Ustawa OZE wprowadza nowe zasady dotyczące rozliczania nakładów inwestycyjnych związanych z przyłączeniem instalacji odnawialnych źródeł energii do sieci. Nakłady inwestycyjne ponoszone w związku z przyłączeniem instalacji odnawialnych źródeł energii do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej zostaną uwzględnione w taryfie operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Operator systemu przesyłowego dokona proporcjonalnej redystrybucji uzyskanych środków taryfowych na rzecz operatorów systemów dystrybucyjnych uwzględniając wielkość poniesionych nakładów inwestycyjnych przez poszczególnych operatorów. Powyższy mechanizm pozwoli rozłożyć koszty związane z przyłączeniem instalacji OZE na terenie całego kraju. Szczegółowe zasady uwzględniania nakładów inwestycyjnych związanych z przyłączeniem OZE, zostaną określone w rozporządzeniu wydanym na podstawie ustawy PE.

installations, provided that technical and economic conditions for the connection are in place;

- A transmission company will be required to incorporate the schedule of the steps required to complete the grid connection in the connection terms;
- If grid connection is only possible provided the grid is modernized and expanded, the operator is supposed to set out the grid development deadlines, and provide justification for the duration of the expansion process;
- If certain conditions are not met for the full connection capacity, the operator may, upon consent of the applicant, issue connection terms for a portion of the capacity applied for;
- The RES Act introduces new terms with regard to settlement of investment expenditure associated with grid connection of renewable energy sources. Investment expenditure incurred to connect RES installations to the transmission or distribution grid will be accounted for in the tariff of the transmission system operator. The transmission system operator will proportionally redistribute the received tariff funds among distribution system operators, taking into consideration the value of investment expenditure incurred by individual operators. The mechanism will make it possible to spread the costs associated with connecting RES installations throughout the country. Detailed terms of accounting for investment expenditure associated with connecting RES to the grid will be set forth in a regulation adopted on the basis of the Energy Law Act.

7

Wsparcie energii wiatrowej – nowa ustawa OZE

Wind energy support – new RES Act

7.1

Obecnie obowiązujący system wsparcia

Existing Support Scheme

Obecnie obowiązujący system wsparcia energii odnawialnej został uregulowany w ustawie PE oraz w wydanych na jej podstawie aktach wykonawczych. Zasadniczo, system opiera się na dwóch elementach:

- obowiązku zakupu energii elektrycznej wytworzonej w OZE przez sprzedawców z urzędu po średniej cenie sprzedaży energii elektrycznej w poprzednim roku kalendarzowym;
- systemie sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia energii polegającym na nałożeniu na określone ustawą PE podmioty obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia lub uiszczenia opłatę zastępczą. Ceny praw majątkowych są

The currently existing renewable energy support scheme was regulated in the Energy Law Act and its implementing acts. The system is generally based on two components: (i) the obligation of the suppliers of last resort to purchase electricity generated from renewable energy sources at the mean price of electricity applied in the preceding calendar year; (ii) the system of trading property rights arising from RE certificates of origin. Entities defined in the EL Act are obliged to either acquire certificates of origin and present them to the President of the ERO for redemption, or pay a substitution fee. Prices of property rights are indirectly determined by the value of the substitution fee, adjusted annually by

pośrednio ustalane poprzez wysokość opłaty zastępczej, corocznie waloryzowanej wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogłaszanym przez GUS. W odróżnieniu od obowiązującego w wielu krajach Unii Europejskiej systemu tzw. feed-in-tariffs, wysokość wsparcia opartego na systemie zbywalnych świadectw pochodzenia jest mniej przewidywalna, ponieważ opiera się na grze popytu i podaży.

the consumer price index announced by the Central Statistical Office (GUS). Contrary to the so-called feed-in-tariff system in place in a number of EU countries, the value of the support offered under the transferrable certificate system is less predictable, as it is affected by the interaction of supply and demand.

7.2 Projekt Ustawy OZE – wersja 2.0.1 Draft of the Act on Renewable Energy Sources (RES) – version 2.0.1

W efekcie trwających nadal prac legislacyjnych nad Ustawą OZE, Ministerstwo Gospodarki 4 października 2012 roku opublikowało kolejny, trzeci projekt Ustawy OZE (wersja 2.0.1). Zgodnie z oficjalnym stanowiskiem Ministerstwa Gospodarki prace legislacyjne nad ustawą OZE zostały na szczeblu resortowym ostatecznie zakończone. Ustawa OZE, pomimo postulatów branżowych, będzie implementowana w ramach tzw. „trójpaku energetycznego” łącznie z nowym Prawem Energetycznym oraz Prawem Gazowym. Szczegółowe regulacje przejściowe co do wdrażania całego „trójpaku energetycznego”, w tym pierwsze współczynniki korekcyjne zostaną zawarte w odrębnej ustawie wprowadzającej. Projekt Ustawy OZE w wersji 2.0.1, pomimo licznych zmian technicznych i redakcyjnych, nie zawiera nowych rozwiązań systemowych i podtrzymuje założenia wsparcia OZE, zawarte w drugim projekcie opublikowanym 29 lipca 2012 roku. W najnowszym projekcie znalazło się jednak kilka nowych rozwiązań, które mogą wpływać na funkcjonowanie rynku OZE. Ustawodawca nie uwzględnił licznych uwag przedstawicieli z branży energetyki wiatrowej zgłaszanych po opublikowaniu drugiej wersji projektu, w szczególności co do ograniczenia cen energii. Poniżej przedstawiamy istotne, nowe regulacje, zawarte w projekcie 2.0.1 ustawy OZE.

Cena gwarantowana energii z OZE

Projekt Ustawy OZE w wersji 2.0.1 podtrzymuje zasadę obowiązku zakupu energii z OZE przez podmioty oznaczone w ustawie jako tzw. sprzedawca zobowiązany (zastępuje termin „sprzedawcy z urzędu”) po cenie 198,9 zł/MWh, powiększanej corocznie o inflację, nie wyższej niż średnia cena energii na rynku konkurencyjnym ustalona przez Prezesa URE i ogłaszanej do 31 stycznia każdego roku. Dotychczas Prezes URE publikował cenę energii do 31 marca. Brak jest natomiast postulowanej, corocznej indeksacji energii z uwzględnieniem średnich cen rynkowy.

Utrata praw do certyfikatów

Pomimo licznych sprzeciwów oraz wątpliwości co do zgodności z Konstytucją, utrzymana zostaje

As a result of the legislative works on the RES Act, the Ministry of Economy published on 4 October 2012 another, that is the third draft of the RES Act (version 2.0.1). According to the official stance of the Ministry of Economy, at the ministerial level the legislative works on the RES Act have been finally concluded. The RES Act, despite some industrial demands, is to be implemented within the framework of the “energy three-pack”, together with the new Energy Law and Gas Law. The detailed transitional regulations concerning the implementation of the whole “energy three-pack”, to include the first correction rates, shall be included in a separate introduction act. The draft of the RES Act, version 2.0.1., despite numerous technical and editorial amendments, does not contain any new systemic solutions and sustains the assumptions of supporting the RES as included in the second draft, published on 29 July 2012. In the latest draft, however, a number of new solutions are to be found, which may impact the functioning of the RES market. The legislator has not considered the numerous comments of the representatives of the wind energy sector made after the publication of the second version of the draft, concerning in particular the reduction of the energy prices. Below we present the crucial new regulations included in the 2.0.1 draft of the RES Act.

Guaranteed price of the energy produced from RES

The draft of the RES Act, version 2.0.1, sustains the principle regarding the obligation to buy energy produced from RES by the entities which are identified in the Act as the “obliged supplier” (sprzedawca zobowiązany/PL) (which replaces the term of the “suppliers of last resort” – sprzedawca z urzędu/PL) at the price of PLN 198,9/MWh, increased annually by inflation, not higher than the average energy price on the competitive market established by the President of the Energy Regulatory Office (ERO) and announced by 31 January each year. So far, the President of the ERO used to publish the energy price by 31 March. Still, the draft lacks the demanded annual indexation of energy by the average market prices.

wprowadzona w drugiej wersji Ustawy OZE zasada utraty praw do certyfikatów w przypadku sprzedaży energii po cenie przekraczającej ustawowo gwarantowaną cenę zakupu energii, z tą jednak modyfikacją, że utrata praw nastąpi po przekroczeniu progu 105% ceny gwarantowanej oraz tylko dla energii sprzedawanej po wyższej cenie. Tym razem Ministerstwo Gospodarki w uzasadnieniu do ustawy OZE szczegółowo wyjaśnia intencje wprowadzenia powyższego rozwiązania. Stanowi ono kompromis pomiędzy promocją OZE, a koniecznością wyeliminowania nadmiernego wsparcia dla producentów energii z OZE. Ministerstwo twierdzi, że proponowane rozwiązanie nie jest zbyt rygorystyczne i umożliwi pełną konkurencyjną sprzedaż energii na rynku regulowanym, gdyż 105 % to równowartość 208,74 zł/MWh. Stanowi to więcej niż średnia cena energii sprzedanej za I, jak i II kwartał 2012 roku.

Wsparcie w okresie rozruchu technologicznego

W okresie rozruchu technologicznego, trwającego nie dłużej niż 90 dni, przysługuje wsparcie na pełnych zasadach. Ustawa OZE w wersji 2.0.1 doprecyzowuje, że wartość współczynnika korekcyjnego ustala się odrębnie dla rozruchu technologicznego oraz okresu po oddaniu instalacji do użytkowania.

Repowering

Wprowadzona została dodatkowa przesłanka uzyskania prawa do świadectwa pochodzenia za energię z instalacji zmodernizowanej. W wyniku modernizacji musi dodatkowo nastąpić przyrost mocy zainstalowanej energii elektrycznej, przy czym świadectwo będzie przysługiwać proporcjonalnie do przyrostu mocy.

Świadectwa statystyczne

O wydanie świadectw pochodzenia w zakresie zakupu energii z mikro i małych instalacji będą mogli występować sprzedawcy zobowiązani. W współczynnik korekcyjny dla energii z takich źródeł ma wynosić 0,005.

Opłata OZE

Wprowadzono nową instytucję tzw. opłaty OZE. Ma ona na celu pokrycie kosztów operatorów energetycznych wynikających z zakupu energii produkowanej w mikro- i małych instalacjach OZE po cenie wyższej niż rynkowa cena sprzedaży energii. Płatnik Opłaty OZE będzie pobierał od odbiorcy końcowego „Ostateczną Opłatę OZE”. Stawka opłaty OZE w 2013 roku ma wynosić 0,60813510 zł za 1 MWh.

Odbiorca Przemysłowy

Poszerzono krąg podmiotów mogących samodzielnie uzyskać i przedstawić do umorzenia świadectwo pochodzenia o odbiorcę przemysłowego, który w poprzednim roku kalendarzowym zużył nie mniej

Loss of entitlement to certificates

Despite the numerous objections and doubts concerning the compatibility with the Constitution, there is retained the principle, introduced in the second version of the draft of the RES Act, regarding the loss of entitlement to certificates in the event of selling energy at a price which exceeds the statutory guaranteed energy purchase price, however, with a modification that the said loss shall take place after exceeding the threshold of 105% of the guaranteed price and that it applies only to the energy that is being sold at a higher price. This time, in the justifications to the RES Act, the Ministry of Economy explains in detail the intentions of implementing the aforementioned solution. It constitutes a compromise between the promotion of RES and the necessity to eliminate the excessive support to the suppliers of the energy produced from RES. The Ministry of Economy claims that the suggested solution is not that rigorous and will enable a full competitive sale of energy on the regulated market, since 105% equals PLN 208,74/MWh. This constitutes more than the average selling price for the energy sold both in the first and second quarter of 2012.

Support during the technological start-up period

During the technological start-up period, which period shall last no longer than 90 days, one is entitled to obtain support on a full basis. The RES Act, version 2.0.1, specifies that the value of the correction rate is to be established separately for the technological start-up period and the period after commissioning the installation.

Repowering

There was introduced an additional prerequisite of obtaining the entitlement to a certificate of origin for the energy produced from a modernized installation. As a result of the modernization, there has to be a growth in the capacity of the installed electric energy, whereas one shall be entitled to a certificate proportionately to the growth of capacity.

Statistical certificates

The obliged suppliers may apply for issuing certificates of origin regarding the purchase of energy produced in micro- and small installations. The correction rate for the energy produced from this kind of sources is to amount to 0,005.

RES payment

There was introduced a new instrument, that is the RES payment. It aims at covering the costs of energy operators, which costs stem from the purchase of energy produced in micro- and small RES installations at a price that is higher than the market selling price of energy. A payer to the RES payment shall collect from the ultimate consumer the "Ultimate RES Payment". In 2013, the rate is to amount to PLN 0,60813510 for 1 MWh.

niż 100 GWh energii, a koszty jej pozyskania były nie mniejsze niż 3% wartości jego produkcji. Zakres obowiązku zakupu energii przez odbiorcę przemysłowego ma zależeć od ustawowo określonego stopnia energochłonności.

Industrial consumer

The circle of entities which are entitled to individually obtain and submit for redemption the certificates of origin was widened by the industrial consumer who in the previous calendar year used no less than 100 GWh of energy, and the costs of obtaining the said energy were not lower than 3% of the value of the consumer's produce. The scope of obligation to purchase the energy by the industrial consumer is to be dependent on the statutory-established level of energy consumption.

8 Koncesja na wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych

License for renewable energy generation

8.1 Koncesja License

Wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych wymaga uzyskania koncesji wydawanej przez Prezesa URE. Przedsiębiorca jest zobowiązany do uzyskania koncesji, niezależnie od mocy zainstalowanej elektrycznej źródła. Uzyskanie przez inwestora koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł OZE, jest zakończeniem procesu inwestycyjnego farmy wiatrowej. Aby uzyskać koncesję inwestor jest zobowiązany przedstawić szereg dokumentów potwierdzających zarówno techniczne, jak i finansowe możliwości wykonywania działalności objętej koncesją. Inwestor musi posiadać wszystkie wymagane pozwolenia na budowę oraz tytuły prawne do obiektów i instalacji objętych działalnością.

Business operations consisting in generating electric energy from renewable sources require a license issued by the President of the Energy Regulation Office. A business is required to obtain the license regardless of the installed power of the energy source. Granting a RES generation license to an investor concludes the wind farm investment process. To obtain the license, the investor is required to submit a number of documents attesting to their technical and financial capability to conduct the licensed business operations. The investor must also hold all the required construction permits, as well as legal titles to structures and installations used for business purposes.

8.2 Czas trwania postępowania Process Duration

Czas trwania postępowania o wydanie koncesji związany jest przede wszystkim z kompletnością złożonego wniosku oraz z koniecznością uzyskania w każdej sprawie opinii właściwego miejscowo zarządu województwa¹³. W sprawach o udzielanie i cofanie koncesji, w tym także promesy koncesji, niezbędna jest opinia właściwego miejscowo zarządu województwa. Wystąpienie o opinię jest ustawowym obowiązkiem Prezesa URE, a termin 14 dniowy na jej wydanie nie może zostać skrócony. Jeżeli wniosek zawiera wszystkie niezbędne załączniki lub został uzupełniony, a zarząd województwa wyda opinię lub w wyznaczonym ustawowo terminie (14 dni) jej nie wyda – sprawa zostaje rozpatrzona w terminie przewidzianym w kodeksie postępowania administracyjnego, tj. nie później niż w ciągu miesiąca, a sprawy szczególnie skomplikowanej - nie później niż w ciągu

The first and foremost factor affecting the length of the licensing process is the completeness of the submitted application, and the necessity to seek opinion of the locally competent province government on each and every issue¹³. The opinion of the locally competent province government is required in all cases regarding granting and revoking of licenses, including promise of license. The President of the ERO is required by law to request such an opinion, and the 14-day deadline for the decision to be issued cannot be shortened. If the license application is accompanied by all required attachments or has been supplemented, and the provincial government issues the opinion or fails to issue the opinion within the statutory 14-day deadline, the case will be considered by the deadline set forth in the Administrative Procedure Code, i.e. not later than within one month, and in particularly complex

¹³ art. 23 ust. 3 ustawy PE

¹³ Article 23 Section 3 of the EL Act

dwóch miesięcy od dnia wszczęcia postępowania. Należy pamiętać, że do terminów załatwienia sprawy, nie wlicza się m. in. terminów przewidzianych w przepisach prawa dla dokonania określonych czynności oraz okresów opóźnień spowodowanych z winy strony albo z przyczyn niezależnych od organu.

8.3 Promesa koncesji Promise of License

Przed złożeniem wniosku o koncesję, przedsiębiorca może ubiegać się o wydanie promesy koncesji. Promesa koncesji stanowi przyrzeczenie wydania pozytywnej decyzji w sprawie udzielenia koncesji o ile zostaną spełnione wymagania objęte promesą. W okresie ważności promesy, nie można odmówić udzielenia koncesji na działalność określoną w promesie, chyba że uległ zmianie stan faktyczny lub prawny podany we wniosku o wydanie promesy. Uzyskanie przez inwestora promesy koncesji, umożliwia inwestorowi przygotowanie dokumentacji niezbędnej do uzyskania koncesji. Prezes URE w promesie ustala okres jej ważności, nie krótszy niż 6 miesięcy. Inwestorzy często uzyskują promesę w celu prowadzenia negocjacji umów CPA i PPA.

cases – no later than within two months from the date on which the procedure was instigated. It should be noted that the deadlines by which cases are supposed to be decided on are not inclusive, for example, of the deadlines set forth in the legal regulations for performance of specific actions, or of delays caused by reasons attributable to the interested party or by reasons beyond control of the authority.

Prior to submitting the license application, the investor may apply for a promise of license. The promise of license constitutes a commitment to issue a positive decision regarding the license, provided that the requirements of the promise are met. Throughout the promise validity term, the license for the operations specified in the promise cannot be refused unless the circumstances or the legal status indicated in the application for the promise of license have changed. Once the investor obtains the promise of license, they may proceed to develop documentation required to obtain the license. The President of the ERO defines the promise validity term, generally of not less than 6 months. Oftentimes, investors seek the promise of license so that they can enter into negotiations regarding the CPA and PPA.

8.4 Produkcja energii w okresie rozruchu Energy Generation During Start-Up

Świadectwo pochodzenia może otrzymać tylko przedsiębiorca posiadający koncesję na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii. Istnieje jeden wyjątek od powyższej zasady. Energię elektryczną wytworzoną w odnawialnym źródle energii w okresie 60 dni od rozpoczęcia rozruchu technologicznego jednostki wytwórczej, zalicza się do energii wytworzonej w odnawialnych źródłach energii. Oznacza to, że za taką energię można uzyskać świadectwa pochodzenia. Przez rozruch technologiczny, rozumie się wyłącznie przeprowadzanie prób i testów umożliwiających końcowy odbiór jednostki wytwórczej.

A certificate of origin may only be issued to a business operator holding a license for business operations consisting in electricity generation from renewable sources. There is, however, one exception to the above-mentioned rule. Electricity generated from a renewable source during the period of 60 days following the technological start-up of the generation unit is classified as energy generated from renewable energy sources. Consequently, certificates of origin may be obtained for such energy. Technological start-up is understood exclusively as trial runs and tests allowing for the final acceptance of the generation unit.

Pomoc publiczna dla inwestycji wiatrowych

Subsidies for
wind investors



część
part

3

Obecnie trudno określić, czy odbędą się jeszcze konkursy w ramach Działania 9.4 „Wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych” oraz Działania 9.6 „Sieci ułatwiające odbiór energii ze źródeł odnawialnych” w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko, gdyż pojawiające się dodatkowe środki przydzielane są kolejnym beneficjentom z list rezerwowych powstałych w ramach konkursów przeprowadzonych dotychczas. Środki z Regionalnych Programów Operacyjnych, które stanowiły wsparcie dla małych projektów wiatrowych, są już praktycznie wyczerpane. Do niedawna zainteresowaniem inwestorów cieszył się także niedotacyjny instrument wsparcia energetyki wiatrowej, jakim były preferencyjne pożyczki w ramach „Programu dla przedsięwzięć w zakresie odnawialnych źródeł energii i obiektów wysokosprawnej kogeneracji” udzielane przez NFOŚiGW. Program doczekał się już 3 edycji konkursowych. Na wsparcie w tym programie mogły liczyć m.in. inwestycje w elektrownie wiatrowe o mocy do 10 MW. Całkowita wartość inwestycji nie mogła być niższa niż 10 mln PLN. Narzędziem pomocowym była preferencyjna pożyczka z możliwością umorzenia. Kwota takiej pożyczki to od 4 mln zł do 50 mln zł i aż do 75% kosztów kwalifikowanych przedsięwzięcia. Jej oprocentowanie to WIBOR 3M + 50 pkt. bazowych. Okres finansowania wynosi do 15 lat, licząc od pierwszej wypłaty środków. Pożyczka może podlegać umorzeniu w drodze decyzji Zarządu NFOŚiGW. Umorzenie może sięgnąć 50% kwoty pożyczki, a stopień umorzenia zależy od uzyskanej rentowności przedsięwzięcia. W ostatnio przeprowadzonym konkursie procedura wnioskowania składała się z dwóch etapów. Dokumenty składane w pierwszym etapie służyły potwierdzeniu możliwości realizacyjnych przedsięwzięcia na wskazanym terenie oraz zgodności lokalizacji inwestycji z przeznaczeniem terenu. Natomiast już po złożeniu wniosku wraz z pierwszą częścią załączników, inwestor był informowany o fakcie wstępnego zakwalifikowania i rozpoczął składanie dokumentacji do drugiego etapu, obejmującego m.in. pełne studium wykonalności projektu.

Obecnie NFOŚiGW nadal realizuje podobnego typu program dofinansowania inwestycji umożliwiających przyłączanie źródeł wiatrowych do sieci krajowej o nazwie „Budowa, rozbudowa i przebudowa sieci elektroenergetycznych w celu przyłączenia źródeł wytwórczych energetyki wiatrowej (OZE)”, choć nie finansuje już budowy samych farm wiatrowych. Na początku 2012 roku został przeprowadzony konkurs w ramach tego programu. Ocenie merytorycznej podlegało 24 wniosków, z czego 10 zostało wstępnie zakwalifikowanych do dofinansowania. Wg założeń konkursu, środki finansowe w formie bezzwrotnej dotacji kierowane były zarówno do inwestorów indywidualnych jak i operatorów sieci elektroenergetycznych. Inwestorzy mają być wspierani w wysokości 200 tys. zł za każdy MW przyłączony

At the moment, it is difficult to say whether any contests are scheduled under Action 9.4: Energy generation using renewable sources and Action 9.6: Networks facilitating the reception of energy from renewable sources as part of the Infrastructure and Environment Operational Programme since additional funds are awarded to beneficiaries from substitutes' lists prepared as a result of the contests performed so far. Similarly, funds under Regional Operational Programmes have been spent as they were spent to support considerably small wind projects.

Until recently investors were also interested in a non-subsidy wind energy aid instrument, namely preferential loans granted as part of the Programme for projects in the field of renewable energy sources and highly efficient cogeneration facilities. Such loans were granted by the National Fund for Environmental Protection and Water Management. 3 editions of the Programme have already been organised. The Programme offered aid to, among others, investments in wind power plants with a capacity of maximum 10 MW. The total investment value had to be at least PLN 10 million. The aid was granted in the form of a preferential loan that could be remitted. The loan might amount from PLN 4 million to PLN 50 million and might cover as much as 75% of eligible investment costs. The loan interest was WIBOR 3M + 50 base points. The loan term was up to 15 years of the first disbursement of funds. The loan might be remitted under a decision of the Management Board of the National Fund for Environmental Protection and Water Management. Up to 50% of the loan amount could be remitted and the extent of the remittance depended on the achieved investment profitability. In the case of the latest contest, the application procedure comprised two phases. Documents filed as part of the first phase were to confirm (i) the project implementation feasibility in a specific location, and (ii) the project location compliance with the land intended use. After the application together with the first portion of attachments had been filed, the investor was informed that it was pre-qualified and it commenced the process of filing documents required for the second phase including without limitation a comprehensive project feasibility study.

Currently the National Fund for Environmental Protection and Water Management continues to implement a similar co-funding programme for investments enabling connection of wind energy sources to the national power grid, however not the investment in the energy sources themselves. The programme is called “Construction, development and redevelopment of power grids for the connection of wind energy generation sources (RES)”. At the beginning of 2012, a contest was organised to qualify for that programme. 24 applications were evaluated as to their merit-related contents and 10 of them pre-qualified for the co-funding. According to the contest

do sieci. Całość takiego dofinansowania nie może przekroczyć 40% kosztów kwalifikowanych inwestycji, przy czym wartość minimalna projektu to 8 mln zł. Jeszcze do niedawna obowiązywały surowsze zasady, zgodnie z którymi dotacja nie mogła przekroczyć 20% kosztów kwalifikowanych, minimalna wartość projektu wynosiła 50 mln zł, a o dofinansowanie nie mogli ubiegać się inwestorzy indywidualni. Skutkowało to początkowo niewielkim zainteresowaniem programem wśród potencjalnych beneficjentów oraz krytycznymi uwagami środowisk wspierających rozwój energetyki wiatrowej w Polsce. Obecnie wsparciem mogą być objęte m.in. inwestycje w budowę, rozbudowę lub przebudowę sieci elektroenergetycznej w celu przyłączenia źródeł energii wiatrowej, w tym realizacja przyłączy dla źródeł wytwórczych energetyki wiatrowej (transformator, odcinek linii od źródła energii do punktu przyłączeniowego KSE), rozbudowa jednostek rozdzielni mocy, rozbudowa sieci 110 kV/SN, zwiększenie ich przepustowości oraz połączenie między stacjami transformatorowo-rozdzielczymi. Wśród preferowanych projektów znajdują się te realizowane na obszarach charakteryzujących się niską gęstością sieci oraz rokujące szybkie rozpoczęcie inwestycji. Kosztami kwalifikującymi się do wsparcia dotacją mogą być jedynie koszty inwestycyjne i przygotowawcze poniesione w bezpośrednim związku z modernizacją lub wytworzeniem sieci dla celów przyłączenia źródeł wytwórczych energetyki wiatrowej potwierdzone ważnymi warunkami przyłączenia do sieci. Zalicza się tu również koszty nabycia albo wytworzenia nowych wartości trwałych, w tym maszyn, urządzeń, narzędzi, przyrządów, aparatury, urządzenia infrastruktury technicznej w obiektach jak i koszt instalacji i uruchomienia oraz koszt nabycia materiałów lub robót budowlanych. Zgodnie z założeniami programu, wypłata dotacji jest dokonywana na podstawie protokołów odbioru skończonych etapów robót, faktur oraz dokumentów potwierdzających wykonanie robót umożliwiających przyłączenie planowanej mocy elektrowni wiatrowych. Natomiast rozliczenie wypłaconych środków będzie dokonywane na podstawie dokumentów księgowych oraz innej dokumentacji potwierdzającej faktyczne przyłączenie nowego źródła. Takie rozliczenie musi nastąpić w ciągu 15 miesięcy od daty zakończenia realizacji przedsięwzięcia i nie później niż do 30.09.2014 r. Należy zwrócić uwagę na pewne trudności, jakie rodzi procedura wnioskowania o dofinansowanie, pomimo dążeń do jej uproszczenia. Otóż wnioskodawca musi złożyć szereg załączników i zaświadczeń w oryginale, a w dalszej procedurze oceny projektu lub w momencie podpisywania umowy część z tych dokumentów musi złożyć ponownie w uaktualnionej treści. W oryginale złożyć należy np. dokumenty rejestrowe i umowy założycielskie spółki wnioskodawcy oraz dokument kluczowy do oceny zasadności

objectives, funds, in the form of the non-returnable subsidy, were granted to both individual investors and power grid operators. Investors may obtain aid of PLN 200,000 per MW connected to the grid. The total value of such funding may not exceed 40% of eligible investment costs and the minimum project value is PLN 8 million. Stricter rules were binding until recently. According to them, the subsidy could not be higher than 20% of eligible costs, the minimum project value was set at PLN 50 million and co-funding was not available to individual investors. As a result, potential beneficiaries were not very interested in the programme at the beginning and circles supporting the wind energy development in Poland criticised it. Such aid may be granted, among others, to investments in the construction, development or redevelopment of a power grid aimed to connect wind energy sources, including implementation of service lines for wind energy generation sources (transformer, line section between the energy source to the connection point of the national power grid), development of power switchgear units, development of 110 kV/MV network, output increase and connections between transformer and distribution stations. Preferred projects will include projects implemented in low density areas and those promising that the investment will be commenced soon. Costs eligible for the aid in the form of subsidies comprise only investment and preparation costs incurred directly in connection with the grid modernisation or development for the purpose of connecting wind energy generation sources, supported by valid grid connection terms. Additionally, such costs may also include new tangible fixed asset purchase or manufacturing costs, including plant and machinery, tools, devices, apparatus and technical infrastructure in facilities as well as installation and start-up costs, material purchase costs and construction work costs. According to the programme assumptions, subsidies are paid out on the basis of acceptance reports concerning the completed milestones of work, invoices and documents confirming the completion of work enabling connection of the planned wind power plant capacity. In turn, funds paid out will be settled on the basis of accounting records and other documents confirming the actually connected capacity. It must be remembered that such settlement must be made within 15 months of the project completion date and not later than by 30 September 2014. Despite aspirations for its simplification, the co-funding application procedure gives rise to certain difficulties. Namely, the applicant has to file the originals of a number of attachments and certificates and then it has to file their updated versions again in the further part of the procedure or when signing the agreement. The originals of the following documents have to be filed: registration documents, articles of association of the applicant's company and the key document for

dofinansowania projektu tj. oświadczenie dotyczące gęstości sieci 110 kV uzyskane od właściwego terytorialnie zakładu energetycznego. Natomiast w kopii złożone mogą być wydane warunki planowanej do przyłączenia elektrowni wiatrowej, wniosek o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach z potwierdzoną datą wpływu, czy też postanowienia o braku konieczności przeprowadzenia takiej analizy. Złożenie dokumentacji wymagane jest już na pierwszym etapie przyjęcia wniosku celem jego pozytywnej oceny formalnej. Na dalszym etapie oceny projektu wymagane jest już złożenie kopii umowy o przyłączenie elektrowni wiatrowych o przewidywanej mocy zainstalowanej uzasadniającej wysokość wnioskowanego dofinansowania. Co więcej, w trakcie kolejnych etapów oceny należy dostarczyć kopie wydanych decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla całego zakresu inwestycji (chodzi o samo przyłącze, którego dotyczy dofinansowanie, jak i podłączane źródło mocy) oraz pozwolenia na budowę oraz pisemnych oświadczeń wnioskodawcy w zakresie posiadania tytułu do prowadzenia prac instalacyjnych na całym terenie, przez który przeprowadzone zostanie przyłącze elektroenergetyczne. Na dalszym etapie oceny projektu należy dostarczyć kopie aktualnego raportu z przeprowadzonych badań wietrzności przy wykorzystaniu masztu pomiarowego o wysokości minimum 50 metrów i w okresie co najmniej 12-miesięcy dla lokalizacji, w której ma zostać zainstalowana farma.

W najbliższych latach NFOŚiGW będzie organizował podobnego rodzaju konkursy, gdzie wsparcie energetyki wiatrowej powinno być jednym z celów głównych. Podobnie jak w programie priorytetowym „Inteligentne Sieci Energetyczne (ISE)”, gdzie konkurs został niedawno ogłoszony i gdzie wnioski można składać w dniach od 3.12.2012 r. do 31.01.2013 r. Warto też zaznaczyć, iż jesteśmy na finiszu unijnego budżetu środków pomocowych na lata 2007-13, należy zatem śledzić kierunki środkami w przyszłym okresie finansowania w latach 2014-20. Z uwagi na politykę klimatyczną i energetyczną EU należy spodziewać się dalszego wsparcia inwestycji energetycznych w ogólności, szczególnie energetyki odnawialnej. Otwartą kwestią pozostaje natomiast, w jakim stopniu zmienią się dotychczas stosowane formy pomocy i ich adresaci.

the evaluation of the project co-funding reasonability, i.e. the certificate concerning the 110 kV grid density issued by the competent grid operator. In turn, the applicant may file copies of terms of the wind power plant planned to be connected, copy of the application for the environmental conditions decision with a certified receipt date or a copy of the decision that no such analysis needs to be performed. The above documents must be filed as early as in the first phase of the application filing for its successful formal evaluation purposes. In the further phase of the project evaluation, the applicant has to file a copy of the agreement for the connection of wind power plants to the grid with the capacity adequate to the sought aid amount. Furthermore, in the subsequent phases of the project evaluation, the applicant has to submit copies of environmental conditions decisions issued for the entire scope of the investment (it applies to the service line that applies for the aid only as well as to the connected set of wind power plants), the building permit and written representations of the applicant that it holds title to perform installation work in the entire area where the power service line applying for the aid will be constructed. In the further phase of the project evaluation, the applicant has to file copies of the up-to-date wind measurement report based on the measuring mast with a minimum height of 50 metres within minimum 12 months for locations where a set of wind power plants is to be constructed.

Within the upcoming years, the National Fund for Environmental Protection and Water Management will organise similar contests where a wind energy investment will be one of the major goals. The above applies also to the “Intelligent Energy Networks (IEN)” priority programme: the contest has been announced only recently and applications can be filed from 3 December 2012 to 31 January 2013. It is worth emphasizing that the EU aid funds for 2007-13 are just coming to an end. Hence, it is worth observing the directions to be followed by the administrators of funds for 2014-20. Given the general EU's climatic and energy policy, further support opportunities for energy sector in general and renewable energy in particular will certainly be in place. But the way how the existing aid forms will change and to whom they will be addressed remains an open question.



Ograniczenia i perspektywy biznesowe

Business limitations
and prospects

część
part

4

1 Biznesowe aspekty planowanych zmian w prawie

Business Aspects of Planned Law Changes

1.1 Stabilność prawa Stability of Law

Warunki prawne inwestowania w energetykę wiatrową w Polsce zmieniają się niezwykle szybko. Jest to po części związane z brakiem doświadczenia legislatorów w zakresie tworzenia regulacji kompleksowych, zorientowanych na realizację celu w postaci 15% udziału energii produkowanej z OZE w 2020 r., a jednocześnie normujących rozwiązania dotyczące różnych dziedzin prawa takich jak energetyka, ochrona środowiska, zagospodarowanie przestrzenne na lądzie i morzu, czy wreszcie prawo budowlane. Skutkiem tego są częste zmiany obowiązującego prawa. Przykładowo, w ciągu ostatnich trzech lat prawo energetyczne zostało zmienione jedenaście razy.

Obecnie w Ministerstwie Gospodarki trwają prace nad wdrożeniem oczekiwanego przez całą branżę energetyczną projektu tzw. trójpaku energetycznego, w którego skład wchodzi ustawy: o odnawialnych źródłach energii (ustawa o OZE; ostatni projekt z 4 października 2012 r.), Prawo energetyczne i Prawo gazowe. Celem projektu jest stworzenie kompleksowych regulacji dla całego rynku w duchu zapisów Dyrektywy 2009/28/WE. W momencie oddawania niniejszego raportu do druku żaden projekt nie trafił jeszcze do parlamentu, choć według zapewnień rządu nowe regulacje mają wejść w życie z początkiem przyszłego roku.

Legal conditions for investing in wind energy in Poland are undergoing rapid changes. To a certain extent, those changes are a side effect of the legislators lacking experience in developing comprehensive regulations focused on accomplishing a goal of 15% share of RES energy by 2020 while simultaneously standardizing solutions that touch upon various fields of law, including power industry, environmental protection, onshore and offshore spatial development, or finally construction law. This, in effect, causes frequent changes in applicable law, an example of that being energy law that has been amended eleven times over the past three years.

At the moment, the Ministry of Economy is working on implementing the so-called energy three-pack, a legislative package long awaited by the entire energy industry and comprising the Renewable Energy Sources Act (the RES Act; the latest draft dated 4 October 2012), the Energy Law and the Gas Law. The objective of the project is to develop comprehensive regulatory framework for the entire market in line with the provisions of the Directive 2009/28/EC. As this report is being released for print, any of the three bills has yet to find its way to the parliament, even though according to government's assurances the new regulations are supposed to come into effect at the beginning of next year.

1.2 Projekt ustawy o OZE RES Act Draft

Zdaniem Ministerstwa Gospodarki proponowana ustawa przyczyni się do szybszego rozwoju sektora OZE, głównie za sprawą 15-letniego gwarantowanego systemu wsparcia. Wsparcie ma być uzależnione od rodzaju technologii generacji energii oraz zainstalowanej mocy. Dla różnych typów OZE zaplanowano bowiem inne współczynniki korekcyjne, które poprzez efekt mnożnikowy (liczba przyznanych certyfikatów = liczba wyprodukowanych MWh energii x współczynnik) spowodują, że produkcja energii będzie wspierana w różnym stopniu. Przykładowo dla lądowych farm wiatrowych o mocy przekraczającej 500 kW, współczynnik korekcyjny w latach 2013-2014 ma wynieść 0,9, a dla morskich farm wiatrowych 1,8. Dla inwestorów jest to ważna informacja pozwalająca ocenić długookresową rentowność przedsięwzięć. Z drugiej strony to także istotny czynnik przy analizie oceny opłacalności inwestycji przez instytucje finansujące.

In the opinion of the Ministry of Economy the proposed legal act is expected to facilitate faster development of the RES sector, particularly because of the 15-year guaranteed support scheme. Support levels will differ depending on the type of energy generation technology and the installed capacity, as different correction rates are planned for different RES types. Because of the multiplier effect (number of granted certificates = number of MWh of generated energy x correction rate) various energy sources will be granted aid to a different extent. For example, the correction rate for onshore wind farms with capacity in excess of 500 kW for the years 2013-2014 is to amount to 0.9, with the corresponding rate for offshore wind farms at the level of 1.8. This is important information for investors, as it will allow them to evaluate the long-term profitability of specific projects. On the other hand, it also constitutes a material aspect of investment profitability analyses conducted by financing institutions.

Inwestorzy z branży energetyki wiatrowej z niecierpliwością czekają na ostateczny kształt ustawy o odnawialnych źródłach energii. Zależy im, aby projekt ustawy trafił jak najszybciej do parlamentu, gdzie będzie szansa na wprowadzenie istotnych dla sektora zmian w projektowanych przepisach. Przedłużające się prace nad ustawą sprawiają, że wstrzymywane jest finansowanie projektów, które mogłyby być realizowane. Pozyskanie finansowania, szczególnie dla farm wiatrowych, jest dziś prawie niemożliwe. Obecnie kończone są tylko te inwestycje, które uzyskały finansowanie przed laty. Nowych inwestycji prawie nie ma.

Kształt nowej ustawy w wersji 2.0 wydaje się właściwy i wiele rzeczy w stosunku do projektu z 2011 roku zostało poprawione. To oznacza, że Ministerstwo Gospodarki wsłuchało się w głos całego sektora, i energetyki wiatrowej, i całej energetyki odnawialnej. Aczkolwiek w nowym projekcie pojawiły się przepisy, które budzą niepokój. Chodzi m.in. o przepis zawarty w art. 41 ust. 3, który mówi o tym, że kto sprzedaje energię wytworzoną z odnawialnych źródeł energii po cenie wyższej niż gwarantowana, zostanie pozbawiony prawa do świadectwa pochodzenia. To drastycznie zmienia zasady funkcjonowania istniejących instalacji i będzie miało negatywny wpływ na cały rynek zielonej energii. Określając urzędowo maksymalną cenę zielonej energii, likwiduje się możliwość handlu nią na rynku konkurencyjnym, platformach obrotu i rynku giełdowym, gdzie ceny z założenia są płynne. Gdyby ustawa weszła w życie w proponowanym obecnie kształcie, oznaczałoby to, że nawet niewielkie przekroczenie ceny dla sprzedawców z urzędu spowoduje utratę najważniejszego źródła przychodów, decydującego o rentowności przedsięwzięcia czyli praw majątkowych ze świadectw pochodzenia.

Należy również zwrócić uwagę na kolejny niekorzystny element projektu ustawy, który niesie ze sobą ryzyko związane z rezygnacją z waloryzacji opłaty zastępczej, która ma bezpośredni wpływ na wartość certyfikatów. Jeśli wysokość tej opłaty będzie ustalona na poziomie z 2012 roku, czyli 286,74 zł/ MWh, to w perspektywie 15-letniego okresu, jej realna wartość spadnie, co w konsekwencji doprowadzi do spadku cen świadectw pochodzenia i obniżenia opłacalności inwestycji.

Dodatkowo należy też zaznaczyć, że nowy projekt nie zawiera odpowiednich przepisów przejściowych, które chroniłyby prawa nabyte oraz inwestycje w toku, co więcej narusza zasadę ochrony zaufania obywateli do państwa i stanowionego przez nie prawa. Dopracowania wymaga również zastosowany w projekcie mechanizm mający na celu ochronę inwestorów przed załamaniem się systemu świadectw pochodzenia. W obecnym kształcie mechanizm ten nie uchroniłby przed nadpodażą świadectw pochodzenia na rynku, a jedynie opóźnił ten proces o kilka miesięcy.



Janusz Gajowiecki

Kierownik Działu Energetyki
Energy Department Manager
Polskie Stowarzyszenie
Energetyki Wiatrowej

Wind energy investors are impatiently waiting for the final draft of the renewable energy source act. It is important to them to have the bill submitted to the Parliament as soon as possible because it will be a chance to incorporate changes to those regulations which are significant to the energy sector. The long-drawn-out work on the bill results in withholding the funding of projects that could be implemented. Obtaining any funding, especially for wind farms, is currently almost impossible. At present, only those investments are completed, which obtained funding a long time ago. There are hardly new investments. The 2.0 version of the bill seems to be the appropriate one and many issues have been corrected as compared to the 2011 version. This means that the Ministry of the Economy listened attentively to the entire sector, including both wind energy and renewable energy sources. However, the new bill introduces regulations that raise our concern. I mean here, among others, Article 41.3 stating that whoever sells energy generated from renewable energy sources at a price higher than the guaranteed price, will have no right to the certificate of origin. It drastically changes

the operating rules applicable to the existing installations and will have an adverse impact upon the entire green energy market. The official setting of the maximum price of green energy eliminates the possibility of trading in such energy on the competitive market, trading platforms and stock market where prices are assumed to be variable. If the bill took effect as proposed, this would mean that even if sellers slightly exceed the price, they will ex officio lose the most important source of income that decides about the project profitability, namely property rights under certificates of origin.

Please also note another adverse element of the bill that brings about the risk related with the resignation from the substitution fee review that directly impacts the certificate value. If such fee amount is determined at the level set in 2012, i.e. 286.74 PLN per MWh, its real value will drop within 15 years. In consequence, this will result in the drop in certificate of origin prices and reduction of the investment profitability.

Additionally, it must be emphasized that the new bill does not contain appropriate transitional provisions that would protect the acquired rights and investments in progress. What is more, it breaches the principle of protecting the citizens' confidence in the state and law established thereby. The mechanism aimed to protect the investors against the collapse of the certificate of origin system as applied in the bill should also be improved. The mechanism in its current form would not protect them against the oversupply of certificates of origin on the market but would only delay such process by a few months.

Na rentowność przedsięwzięć fatalny wpływ może mieć jednak wprowadzony zapis ustanawiający sankcję w postaci utraty prawa do uzyskania świadectwa pochodzenia, jeżeli sama energia (bez certyfikatu) zostanie sprzedana po cenie wyższej niż 105% ceny zakupu określonej w ustawie (198,90 zł/ MWh) indeksowanej o inflację. Jeśli taka norma utrzyma się w finalnym kształcie ustawy o OZE, system wsparcia może okazać się iluzoryczny dla

However, the sanction imposed by a provision whereby the right to acquire a certificate of origin is lost if the actual energy (without a certificate) is sold at a price higher than 105% of the inflation-indexed purchasing price (of 198.90 PLN/ MWh) set forth in the Act may have disastrous consequences for investment profitability. If the final wording of the RES Act preserves the provision, the support scheme may turn out to be nothing but an illusion for

znacznej części uczestników rynku, a dla pozostałej części zagrożenie utratą wsparcia (choćby w obliczu przewidywanej tendencji wzrostu cen energii czarnej w długim okresie) może stanowić ryzyko zbyt wysokie dla realizacji zamierzeń inwestycyjnych. Za wprowadzeniem sankcji nie poszły dotąd projekty zapisów regulujących jej działanie w praktyce, np. jak Prezes URE miałby weryfikować, za jaką cenę została sprzedana dana partia energii. Mijamy nadzieję, iż Ministerstwo Gospodarki wycofa się z tego niefortunnego pomysłu, ponieważ jego utrzymanie może skutecznie zablokować dalszy rozwój sektora OZE. Wskazuje się również na niezgodność tego zapisu z Konstytucją, prawem europejskim czy prawem konkurencji. Niepokój może także budzić pomysł zamrożenia opłaty zastępczej. Obecnie w sytuacji, gdy podmiot zobowiązany do uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectwa pochodzenia energii nie skupi wystarczającej liczby certyfikatów, obowiązany jest uiścić opłatę zastępczą, która jest corocznie waloryzowana przez Prezesa URE. W projekcie ustawy o OZE brak jednak podobnych regulacji. Skutkiem odstąpienia od waloryzacji będzie realny spadek wartości certyfikatów przynajmniej o wartość inflacji (pomijając rynkowe mechanizmy wzrostu podaży), bowiem opłata zastępcza stanowi swoistą cenę maksymalną, jaką producenci energii skłonni będą zapłacić za świadectwo pochodzenia energii. Indeksacja o inflację zapewnia długoterminową stabilność przychodów w ujęciu realnym. Ma to fundamentalne znaczenie dla rentowności kapitałochłonnych inwestycji w źródła odnawialne. Zmniejszenie tego ryzyka obniża oczekiwania inwestorów i rynków finansowych odnośnie stopy zwrotu z inwestycji, a tym samym zachęca do nowych inwestycji i obniża koszt wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych. Z uwagi na podwyższone ryzyko inflacyjne w najbliższych latach wynikające z globalnego stanu rynków finansowych, negatywny wpływ takiej regulacji na rentowność projektów może okazać się znaczący.

Co więcej projekt zakłada wprowadzenie nowego mechanizmu ustalania ceny gwarantowanej dla zielonej energii. Ma ona wynieść 198,9 zł/MWh i być indeksowana o inflację, jednak tak uzyskana kwota nie może przewyższać średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, ogłoszonej przez Prezesa URE za rok poprzedni. Tym samym cena gwarantowana dla producentów energii z OZE może w istotny sposób odbiegać od jej rynkowej wartości.

Zgodnie z zasadą ochrony praw nabytych, projekt nowej ustawy zakłada kontynuację stosowania współczynnika wsparcia na poziomie 1,00 dla instalacji, które zostały uruchomione przed jej wejściem w życie. Nie zostaną natomiast utrzymane inne zasady wynikające z obecnie obowiązujących przepisów takie jak np. indeksacja opłaty zastępczej. Ponadto nie zadbano o ustanowienie okresu przejściowego

a majority of energy market players, with the risk of losing the support (as a result e.g. of the expected long-term growth trend of the so-called "black" energy prices) being too high for the rest of the investors to follow through with their investment plans. So far, the introduction of the sanction has not triggered drafts of any provisions that would regulate its practical application, e.g. the way in which the President of the Energy Regulatory Office would verify the price at which a given batch of energy was sold. One can only hope that the Ministry of Economy will abandon this unfortunate idea, as preserving it may effectively block any further development of the RES sector. Please also note that this provision does not comply with the Polish Constitution, European laws or competition laws.

The idea of freezing the substitution fee also gives rise to concern. Under the current circumstances, if an entity required to acquire an energy certificate of origin and submit it for redemption fails to purchase a sufficient number of such certificates, it's obliged to pay a substitution fee that is indexed by the URO President every year. However, any similar regulation is missing from the draft of the RES Act. As a result of abandoning the indexation, the value of certificates will record a tangible drop by equivalent at least to the inflation value (and that's without even accounting for market mechanisms of supply growth) since the substitution fee acts as a kind of a maximum price that the energy producers will be willing to pay for an energy certificate of origin. Inflation rate review ensures long-term stability of income from the real perspective. This is of fundamental importance for the economic legitimacy of very capital-intensive renewable source investments. Mitigation of such risk mitigates the expectations of investors and financial markets with respect to the rate of return on investment and hence encourages them to make new investments. It also reduces the cost of energy generation from renewable sources. Due to the increased inflation rate in the upcoming years resulting from the global condition of financial markets, the adverse impact of such regulation upon the project profitability may prove to be considerable.

Moreover, the bill also foresees an introduction of a new mechanism for determining the guaranteed price of green energy. The price is supposed to be set at 198.90 PLN/MWh, and it is to be indexed to inflation; however, the resulting amount cannot exceed an average sales price of electricity in the competitive market announced by the ERO President for the preceding year. Thus, the guaranteed price for RES energy producers may significantly vary from its fair market value.

According to the principle of acquired right protection, the new bill assumes that the support rate will continue to be 1.00 for installations that were put into operation before the Act takes effect. Other principles arising under the applicable laws such as substitution fee review will not be maintained. Furthermore, the

dla inwestycji w toku. Obecnie w Polsce w trakcie budowy znajduje się szereg inwestycji, w przypadku których decyzje inwestycyjne podejmowane były w oparciu o aktualnie obowiązujący system wsparcia. Wiele z tych inwestycji nie będzie oddanych do użytku przed wejściem w życie nowej ustawy o OZE. Inwestycje te powinny być objęte okresem przejściowym – podobnie do inwestycji już oddanych do eksploatacji.

transition period was not established for investments under construction. At present, there are numerous investments under construction in Poland. Investment decisions in their respect were made on the basis of the applicable support system. Many of those investments will not be put into operation before the new Renewable Energy Source Act is to take effect. The transition period should apply to those investments, similarly as to the investments that have already been put into operation.



Odpowiedzi respondentów na pytanie: Jak przedłużające się prace związane z nowym systemem wsparcia wpływają na proces realizowanych przez Państwa projektów? / Answers to survey question: How does the protracted work on the new aid system affect the implementation process of your existing projects?



★ źródło: sondaż TPA Horwath, niereprezentatywna próba inwestorów branżowych
source: TPA Horwath survey, non-representative sample group of wind investors

2 Przyłączanie farm wiatrowych do sieci

Grid Connection of Wind Farms

2.1 Trudności związane z przyłączeniem odnawialnych źródeł energii elektrycznej do sieci Difficulties Related to Connecting Renewable Electric Energy Sources to the Grid

Odmowy przyłączenia do sieci

Poważnym utrudnieniem w latach ubiegłych były odmowy przyłączenia do sieci. Stosowane przez przedsiębiorstwa przesyłowe zabiegi proceduralne często skutkowały opóźnieniami lub odmową wydania warunków. Nierzadką praktyką było także żądanie wielokrotnego uzupełniania złożonych wniosków przyłączeniowych, czy przyjmowanie przez operatorów skrajnie niekorzystnych scenariuszy wpływu przyłączenia nowego źródła na sieć przesyłową. Jednakże

Grid Connection Refusals

Grid connection refusals have become a major hindrance in the recent years. Oftentimes, procedural complexities imposed by transmission companies have caused delays or refusals to issue connection terms. Another common practice has been making requests for multiple supplements to the submitted connection applications, or the operators adopting extremely unfavorable scenarios of the new source's impact on the transmission network. However, the situation was

w roku 2011 sytuacja uległa zmianie. Liczba decyzji odmownych spadła o ok. 85%. Wynika to głównie ze zmniejszenia liczby składanych wniosków w związku z obowiązkiem uiszczenia zaliczki.

changed in 2011. The number of negative decisions decreased by about 85%. This development stemmed primarily from a drop in the number of submitted applications resulting from the advance payment obligation.

Okres / Years	Liczba odmów przyłączenia do sieci Number of refusals regarding grid connection	Moc / Capacity
2009-10	1.300	9.700 MW
2011	70	1.678,7 MW (z czego 1.621,8 MW dotyczyło farm wiatrowych) (whereof 1,621.8 MW referred to wind farms)

★ źródło: URE / source: ERO

Warunki przyłączenia bez gwarancji wyprowadzenia mocy

Przepisy regulujące obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie do sieci nie określają kryteriów, jakim przyłączenia mają podlegać. W efekcie zdarza się, iż operatorzy zastrzegają, przy wydawaniu warunków przyłączenia, że nie gwarantują pełnego wyprowadzenia mocy z elektrowni, dopóki nie wykonają odpowiednich inwestycji infrastrukturalnych, np. rozbudowy sieci dystrybucyjnej wraz z siecią WN (220/400 kV), czy wymiany przewodów na przekroje niespotykane na danym napięciu. Dodatkowo wskazują, że nie są w stanie podać wiążącego terminu ich realizacji, jednocześnie wymagając od inwestorów terminowej realizacji projektu. W praktyce oznacza to przeniesienie na inwestora ryzyka niedopełnienia ustawowego obowiązku przez operatora sieci elektroenergetycznej. Warto zauważyć, że od wejścia w życie nowelizacji do Prezesa URE trafiło ponad sto skarg dotyczących sposobu realizacji obowiązku zawarcia umowy o przyłączenie do sieci przez operatorów. W tych warunkach konieczne wydaje się normatywnie uregulowanie obowiązku określania i publikowania uniwersalnych, obiektywnych i niedyskryminujących kryteriów przyłączy do sieci.

Koszty przyłączenia źródeł energii elektrycznej

Przedsiębiorstwa sieciowe, powołując się na treść art. 7 ust. 8 ustawy Prawo energetyczne (z 14 kwietnia 1997 r.) interpretują sformułowanie „rzeczywiste nakłady poniesione na realizację przyłączenia” w sposób krańcowo różny, żądają nierzadko wysokich opłat przyłączeniowych, w których uwzględniane są koszty modernizacji i budowy sieci będącej własnością operatora. Mieszczą się one w przedziale między kilkanaście tys. do 3 mln zł za 1 MW mocy

Connection terms without power collection guarantee

Legal regulations governing the obligation to enter into a grid connection agreement, do not specify the criteria to be met by that connection. As a result, in some cases the operators, upon issuing the connection terms, make a reservation that they cannot guarantee full collection of power from the power plant until relevant infrastructural investments are completed, , e.g. until distribution network and HV network (220/400 kV) are expanded or power cables are replaced with diameters untypical for a given voltage. Additionally, they indicate that they are not able to offer any binding deadline for completion of such investments, while simultaneously requiring investors to complete their projects on time. In practice, that means that the power system operator's risk of failure to meet a statutory obligation is transferred onto the investor. It should be noted that since the amendment came into effect, the President of the ERO received over a hundred complaints concerning the way in which operators meet their obligation to enter into the grid connection agreement. Under the circumstances, it seems necessary to prescriptively regulate the requirement to set and publish universal, objective and non-discriminative criteria for grid connections.

Electricity Source Connection Costs

Invoking the wording of Article 7 Section 8 of the Energy Law (dated 14 April 1997), grid companies offer diametrically different interpretations of the phrase “actual expenditure incurred to complete the connection”, and often demand high connection fees that include modernization and construction costs of the operator-owned network. The fees range from over 10 thousand up to 3 million PLN per 1 MW of connection capacity. Moreover, rulings, including

przyłączeniowej. Co więcej pojawiają się już wyroki w sprawach przyłączeniowych min. Sądu Najwyższego, gdzie czytamy: *Skoro jest to „opłata za przyłączenie do sieci”, to jest to opłata za zespolenie (złączenie) instalacji nowego wytwórcy energii z siecią przedsiębiorstwa energetycznego. Ponieważ jest to opłata za zespolenie przyłączanej instalacji z istniejącą siecią, powinna obejmować tylko nakłady na wykonanie owego zespolenia. Nie może natomiast obejmować nakładów na rozbudowę sieci przedsiębiorstwa energetycznego celem akomodacji nowych instalacji dostarczających energię (w zakresie w jakim rozbudowa ta nie ma związku z samym połączeniem nowego źródła energii z siecią)*¹⁵. Wyrok ten nie podzielił stanowiska zaprezentowanego w przedmiotowej sprawie przez Sąd Apelacyjny, który twierdził, że rozbudowa sieci na potrzeby przyłączania nowych podmiotów jest wyłącznym obowiązkiem przedsiębiorstwa energetycznego. Przyczyną sporu między zakładami energetycznymi a inwestorami OZE jest nieprecyzyjne prawo, które nie określa wprost, czy i w jakim stopniu inwestor ma obowiązek ponosić koszty rozbudowy infrastruktury będącej własnością operatora sieci. Jak widać, także orzecznictwo nie jest w tej kwestii jednolite. Rozwiązaniem mogłoby być ustalanie kosztów przyłączenia do sieci w oparciu o precyzyjny algorytm, bądź prościej, według zryczałtowanej opłaty za 1 MW mocy przyłączeniowej z uwzględnieniem wartości napięcia i długości przyłącza.

Wirtualne umowy

Nowelizacja prawa energetycznego z 2010 r. wprowadziła ograniczenia w zakresie uzyskiwania warunków przyłączeniowych, limitując jednocześnie możliwości rezerwacji potencjału przyłączeniowego przez inwestorów. Zmiana miała na celu odblokowanie procedur związanych z wydawaniem warunków przez operatorów systemowych, jako że w stanie prawnym sprzed 11 marca 2010 r. łączny wolumen wniosków składanych w sposób nielimitowany, a często spekulacyjny, doprowadził do faktycznego wstrzymania postępowań z tym związanych. W konsekwencji, tzw. „wirtualne umowy” zablokowały możliwość uzyskania dostępu do sieci (w szczytowym momencie PSE Operator przyjął wnioski o przyłączenie farm wiatrowych o łącznej mocy 70 GW). Co więcej, uzyskane już warunki przyłączenia często nie przekładały się na przeprowadzenie inwestycji, bowiem celem podmiotu otrzymującego warunki była wyłącznie sprzedaż projektu. Ustawa nowelizująca wprowadziła zapis, zgodnie z którym wysokość zaliczki na poczet opłaty przyłączeniowej wynosi 30 zł za każdy kilowat mocy określonej we wniosku o przyłączenie do sieci, jednak nie więcej niż 3 mln zł. Dodatkowo wprowadzono wymóg przedstawienia wraz z wnioskiem

a Supreme Court decision, have recently been issued in connection cases, and they read as follows: *Since it's a "grid connection fee", it is a fee for joining (merging) the new energy producer's installation with a power company's grid. Since it's a fee for joining an installation with an existing grid, it should only include expenditure incurred to complete the connection, whereas it cannot include expenditure related to expanding the power company's grid with a view to accommodating new energy supply installations (to the extent that grid expansion is not related to the actual connection of the new energy source to the grid)*¹⁵. The decision did not concur with the position adopted in the said case by the Court of Appeal which ruled that grid expansion necessitated by connecting new entities constitutes an exclusive obligation of a power company. At the core of the dispute between power plants and RES investors lies an imprecise law that does not explicitly stipulate whether and to what extent an investor is obliged to incur the costs related to expanding the infrastructure owned by the grid operator. Evidently, the judicature is not consistent in that respect, either. The issue could be resolved by determining the grid connection costs based on a precise algorithm, or – in even simpler terms – based on a flat rate fee per 1 MW of connection capacity accounting for the voltage value and connection length.

Virtual agreements

The 2010 Energy Law amendment introduced restrictions with regard to acquisition of connection terms, limiting at the same time investor's ability to reserve connection potential. The change was aimed at unlocking the procedures followed by system operators when issuing connection terms, as in the legal framework existing prior to 11 March 2010 the total volume of applications submitted without restrictions, and often just speculatively, had led to the actual suspension of the proceedings. As a consequence, the so-called "virtual agreements" blocked the ability to be granted access to the grid (at the peak moment, PSE Operator accepted applications for wind farm connections with aggregate capacity of 70 GW). Moreover, in many cases secured connection terms did not translate into a completed investment, as the sole intention of the entity that acquired the connection terms was to sell the project. The amendment introduced a provision stipulating an advance for the connection fee at 30 PLN per each kilowatt of capacity referred to in the grid connection application, up to the limit of 3 million PLN. Additionally, it introduced a requirement to submit a map extract and an excerpt from the local land development plan together with the connection application. After almost two years, effects of those changes have finally

¹⁵ Wyrok Sądu Najwyższego z 11 kwietnia 2012 r., sygn. III SK 33/11

¹⁵ Supreme Court decision dated 11 April 2012, file ref. III SK 33/11

o przyłączenie wyrys i wypisu z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego. Te zmiany, po prawie dwóch latach, przyniosły efekt. Zmiana prawa pozwoliła na zmniejszenie wolumenu wnioskowanych przyłączy farm wiatrowych do ok. 5,3 GW¹⁶ nierozpatrzonych wniosków na 29 czerwca 2012 r.

Na zmniejszenie liczby wniosków wpłynął też obowiązek przedłożenia wraz z wnioskiem tytułu prawnego do nieruchomości, na której ma być posadowiona farma wiatrowa. Należy jednak wskazać, że mechanizm zaliczkowy nie wyeliminował zjawiska spekulacji, a jedynie pozbawił tej możliwości małych uczestników rynku. Mankamentem istniejącego systemu rozpatrywania wniosków jest także to, że nie uwzględnia się stopnia zaawansowania projektu, podczas gdy z punktu widzenia rozwoju rynku energetyki wiatrowej faworyzowane powinny być projekty bardziej zaawansowane i oferujące wyższe prawdopodobieństwo realizacji inwestycji.

Pozytywnie należy ocenić jednak wprowadzenie 30 października 2011 r. zasady „wykorzystaj lub utrac” („use or lose it”), która powoduje wygaśnięcie warunków przyłączenia, jeżeli umowa przyłączeniowa nie zostanie zawarta w ciągu dwóch lat (art. 7 ust. 8i ustawy Prawo energetyczne).

materialized. The amendment allowed for the volume of applications for wind farm connections to be reduced to about 5,3 GW¹⁶ of unexamined applications as of 29 June 2012.

The lowering of the number of applications also resulted from the requirement that the application be accompanied by the legal title to the property where the wind farm was to be located. However, it must be noted that despite a substantial drop in the number of submitted applications, that number still remains very high. The advance fee mechanism did not eliminate the speculation, but only deprived small market players of that option. Another flaw of the existing application examination system lies in the fact that the degree of project advancement is not taken into consideration, whereas from the point of view of development of wind energy market, the selection process should favor projects that are more technologically advanced and that offer a higher probability of investment completion.

On the other hand, the “Use It Or Lose It” rule introduced on 30 October 2011 as a result of which the connection terms will expire if the grid connection agreement is not concluded within two years (Article 7 Section 8 of the Energy Law Act) should be perceived as a positive development.



Odpowiedzi respondentów na pytanie: Jaka jest średnia moc zainstalowana na projekt (pojedynczą farmę) w realizowanych przez Państwa obecnie projektach? / Answers to survey question: What is the average installed power per project (single wind farm) in your current projects?



★ źródło: sondaż TPA Horwath, niereprezentatywna próba inwestorów branżowych
source: TPA Horwath survey, non-representative sample group of wind investors

¹⁶ Obliczenia własne na podstawie informacji PSE Operator S.A. „Podmioty ubiegające się o przyłączenie źródeł do Krajowej Sieci Przesyłowej”

¹⁶ Own calculations based on the information issued by PSE Operator S.A. “Entities Applying for Source Connection to the National Power Grid”

W obecnym stanie prawnym problematyczny może okazać się ewentualny zwrot zaliczek. Ustawodawca wymienił w ustawie jedynie kilka sytuacji, w których podmioty mogą domagać się zwrotu zaliczki. Pierwszą z nich jest dokonanie wpłaty w wysokości przekraczającej wysokość opłaty za przyłączenie do sieci. Zwracana jest wówczas różnica powiększona o ustawowe odsetki liczone od dnia wniesienia zaliczki. Druga sytuacja ma miejsce, gdy przedsiębiorstwo energetyczne odmówi wydania warunków przyłączenia, bądź zawarcia umowy o przyłączenie z podmiotem ubiegającym się na skutek braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia. Zwrot zaliczki przysługuje także, gdy URE rozstrzygnie na korzyść inwestora spór dotyczący wydanych warunków przyłączenia (gdy do przyłączenia faktycznie nie dojdzie). Prawo energetyczne nie przewiduje obecnie możliwości zwrotu zaliczek w innych sytuacjach, w tym także w przypadku dobrowolnej rezygnacji z inwestycji, np. gdy wydane warunki przyłączeniowe wpłyną negatywnie na opłacalność realizacji inwestycji po stronie inwestora. Wydaje się jednak, iż nie ma przeciwwskazań, aby korzystając z cywilistycznej swobody kontraktowania i jednocześnie z przepisów dotyczących zaliczek, inwestor oraz przedsiębiorstwo energetyczne umówiły się na ewentualny zwrot zaliczki w przypadku rezygnacji z inwestycji. Takie rozwiązanie jest stosowane w praktyce. W przypadku rozwiązania umowy, przedsiębiorstwa energetyczne najczęściej zwracają zaliczkę pomniejszoną o wszelkie koszty poniesione przez to przedsiębiorstwo w związku z rozpoczęciem realizacji inwestycji. Nie zmienia to jednak faktu, iż w warstwie legislacyjnej obszar ten nie został unormowany.

Opóźnienia w wydawaniu warunków przyłączenia do sieci

Do niedawna opóźnienia w procedurze wydawania warunków przyłączenia do sieci były znaczne i wskazywane jako jedna z poważniejszych barier w procesie inwestycyjnym. Zgodnie z obowiązującą ustawą – Prawo energetyczne (z 10 kwietnia 1997 r.) przedsiębiorstwo energetyczne jest zobowiązane wydać warunki przyłączenia w terminie 150 dni od dnia wniesienia zaliczki przez wnioskodawcę przyłączanego do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, pod rygorem naliczenia odsetek od otrzymanej zaliczki. Obowiązek ten dodatkowo wzmocniono kompetencjami Prezesa URE, który jest uprawniony do nakładania kar za niedotrzymanie terminu wydania warunków przyłączenia. W roku 2011 Prezes URE nie prowadził jednak ani jednego postępowania w trybie art. 8 ust. 1 ustawy Prawo energetyczne, które by doprowadziło do wymierzenia kar przedsiębiorcom przesyłowym za nieprzestrzeganie terminów wydawania warunków przyłączenia¹⁷.

¹⁷ Odpowiedź URE na wniosek o udostępnienie informacji publicznej, sygn. DKS-063-35(39)/2012/IF

Within the existing legal framework, seeking a potential refund of advance payments may turn out to be problematic. The legislator provided only for a few situations that allow entities to claim advance payment refund. The first is a situation where the payment made by the applicant exceeded the value of the grid connection fee. In that case, the refund amounts to the difference between those two values, increased by the statutory interest accrued from the advance payment date. The second situation takes place when a power company refuses to issue connection terms or to enter into a connection agreement with the applicant as a result of absence of technical or economic conditions for the connection. The advance payment is also refunded if the ERO resolves a dispute concerning the issued connection terms (provided that the connection does not actually happen) in favor of the investor. At the moment, the Energy Law does not provide for advance payments to be refunded in any other situations, including voluntary resignation from the investment, e.g. when the issued connection terms have a negative impact on the investment profitability for the investor. However, there are no reasons why the investor and the power company should not agree on a potential advance payment refund in case of discontinuation of the investment, taking advantage of the civil law freedom of contract in combination with the provisions applicable to advance payments. Actually, there are indications that the aforementioned solution is applied in practice. Upon termination of the agreement, power companies usually reimburse the advance payment, having deducted the costs incurred by them in relation to commencement of investment execution. However, that does not change the fact that on the legislative level, the area remains unregulated.

Delay in Issuing Grid Connection Terms

Until recently, delays encountered in the process of issuing grid connection terms were substantial, and thus quoted as one of the key barriers in the investment process. According to the legally binding Energy Law (of 10 April 1997), a power company is obliged to issue connection terms in 150 days after the applicant to be connected to grid with a rated voltage exceeding 1 kV makes an advance payment, or else interest will be charged on the received advance payment. The obligation was additionally strengthened by the powers of the ERO President who is entitled to impose penalties for failure to issue connection terms by a specified deadline. In 2011 the ERO President did not, however, instigate a single lawsuit under Article 8 Section 1 of the Energy Law that would result in imposing penalties on transmission companies for failure to meet the deadlines set for issuing grid connection terms.¹⁷

¹⁷ ERO response to request for disclosure of public information, file reference DKS-063-35(39)/2012/IF

2.1.1 Ograniczenia przyłączeniowe wynikające z planów rozwojowych operatorów

Connection limitations arising from operators' development plans

Prawo energetyczne nakłada na dystrybutorów energii elektrycznej obowiązek sporządzania planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię w co najmniej trzyletniej perspektywie. W przypadku operatora systemu elektroenergetycznego okres ten nie może być krótszy niż pięć lat. Ponadto operatorzy zobowiązani są sporządzać prognozy dotyczące stanu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na okresy nie krótsze niż piętnaście lat. Projekty planów rozwoju uzgadnianie są z Prezesem URE. Jest to główne narzędzie realizacji polityki energetycznej państwa. Plany te kontrolowane są m.in. w zakresie zgodności z miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego (albo kierunkami rozwoju gmin określonych w studiach uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego) oraz stopniem realizacji planów zaopatrzenia w energię uchwalanych przez rady gmin. Niestety gminy nie wykazują dużej aktywności w zakresie umieszczania OZE w ramach tych dokumentacji. Co więcej, na poziomie ponadlokalnym brak jest współpracy i koordynacji działań pomiędzy samymi OSD oraz OSP, co skutkuje brakiem spójnego działania w zakresie rozbudowy systemu elektroenergetycznego. W tym zakresie wydaje się, że Prezes URE powinien sprawniej wykorzystywać istniejące mechanizmy prawne pozwalające na zrównoważony rozwój sieci. W praktyce operatorzy nierzadko wykorzystują własne plany jako uzasadnienie odmowy lub opóźnienia przyłączenia elektrowni wiatrowych, np. jeżeli zaplanowane inwestycje dotyczą innych lokalizacji lub innego zakresu.

The Energy Law requires electricity distributors to draw up development plans with regard to satisfying the existing and future demand for energy in the perspective of at least 3 years. In case of power system operators, that timeframe must be at least five years. Moreover, operators are required to develop forecasts with regard to security of electricity supply for the period of not less than fifteen years. By principle, development plan drafts are consulted with the President of the Energy Regulatory Office. They constitute the key instrument for implementation of the national energy policy. The plans are inspected with regard to, among others, their conformance to the local land development plan (or commune development directions defined in land development conditions and directions studies), and the degree of completion of energy supply plans adopted by commune councils. Unfortunately, municipalities do not tend to actively incorporate RES in those documents. Besides, cooperation and coordination between distribution network operators (DNO) and transmission network operators (TNO) fails on a supralocal level, which leads to inconsistent actions regarding development of the power grid. To this end, it seems like the President of the ERO should exercise more efficiently the existing legal mechanisms that facilitate sustainable growth of the grid. In practice, operators often use their own plans as a basis to refuse or delay connection of wind farms, e.g. if investments are planned in respect of different locations or scope of works.

2.1.2 Naruszenie dyrektywy 2009/28/WE

Violation of Directive 2009/28/EC

Zgodnie z treścią Dyrektywy 2009/28/WE Polska powinna była implementować ją do prawa krajowego i notyfikować w Komisji UE do 5 grudnia 2010 roku. Do końca września 2012 r. opracowano jedynie projekty stosownych ustaw, a ich los w parlamencie nie jest jeszcze przesądzony. Komisja Europejska w marcu 2012 r. w oficjalnym komunikacie ogłosiła, że wystosowała „uzasadnione opinie” do Finlandii, Grecji i Polski zastrzegając, że jeżeli w ciągu 2 miesięcy te kraje nie wywiążą się z obowiązku implementacyjnego sprawa może zostać przekazana do Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej, co będzie oznaczać dotkliwe sankcje finansowe za każdy dzień zwłoki we wdrożeniu wskazanej dyrektywy. Przedstawiciele rządu zapewniają, że ustawy implementujące dyrektywę zostaną uchwalone do końca roku 2012.

Pursuant to the wording of the Directive 2009/28/EC, Poland should have implemented the Directive into the national law and notified the same to the EU Commission by 5 December 2010. By the end of September 2012 only bills of respective legal acts have been drafted, and it is still uncertain what fate they are going to face in the parliament. In March 2012 the European Commission announced in an official communication that it had issued “reasoned opinions” to Finland, Greece and Poland, and it reserved that should those countries fail to meet the implementation obligation within 2 months, the case may be referred to the EU Court of Justice, which in turn may entail severe financial sanctions for each day of delay in implementing the said directive. Government representatives assure that legal acts implementing the directive will be adopted by the end of 2012.

2.2 Stan techniczny Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) – ograniczenia infrastrukturalne

Technical Condition of the National Power System (NPS) – Infrastructural Limitations

Brak niezbędnych i koniecznych inwestycji w modernizację i rozbudowę sieci

Istniejąca infrastruktura sieciowa w obszarach przesyłu i dystrybucji wykazuje istotny deficyt zarówno w zakresie pokrycia potrzeb obecnych i przewidywanych w niedalekiej przyszłości, jak i w zakresie stopnia zużycia oraz awaryjności linii istniejących. Najwyższa Izba Kontroli oceniła, że bezpieczeństwo dostaw energii w Polsce jest zagrożone ze względu na pogarszający się stan techniczny infrastruktury energetycznej. Jako główne przyczyny wskazano procedury administracyjne i brak rozwiązań prawnych ułatwiających inwestycje i modernizację sieci. Na mocy traktatu akcesyjnego Polska zobowiązała się do zwiększenia udziału OZE w źródłach uzyskiwania energii elektrycznej do 15% w 2020 r. Przy braku odpowiednich inwestycji w infrastrukturę przesyłowo-dystrybucyjną, osiągnięcie tego celu nie będzie możliwe. Potrzeby samej tylko modernizacji istniejącej sieci elektroenergetycznej szacuje się na około 60 mld zł. Wśród innych celów wymienia się też rozbudowę krajowego systemu przesyłowego, jak również odbiór energii elektrycznej z obszarów o dużym nasyceniu planowanych i nowo-budowanych jednostek wytwórczych, ze szczególnym uwzględnieniem farm wiatrowych, oraz stworzenie korzystnych warunków finansowania inwestycji. W latach 2011-2020 konieczne będzie przekazanie do eksploatacji ok. 1,2-1,5 GW nowej mocy rocznie oraz rozbudowanie samej tylko sieci przesyłowej o 2 000 km rocznie. Należy przy tym podkreślić, że obecny stan infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej jest zdekapitalizowany w granicach 45 do 65%¹⁸. Ze względu na fakt, że przedsiębiorstwa energetyczne koncentrują się głównie na rozbudowie i utrzymaniu mocy wytwórczych, inwestycjom infrastrukturalnym często nadaje się niższy priorytet. Polska infrastruktura na tle krajów UE prezentuje się bardzo skromnie. Aby się o tym przekonać wystarczy porównać gęstość sieci 400 kV z naszymi najbliższymi sąsiadami takimi jak Niemcy, Czechy czy Słowacja. Polskie sieci elektroenergetyczne są przestarzałe i słabo rozbudowane. Sporym problemem z punktu widzenia farm wiatrowych jest też struktura sieci, która dostosowana jest do odbioru mocy z niewielu dużych źródeł, głównie na południu kraju, a nie dużej liczby rozproszonych źródeł mniejszej mocy na terenie Polski północnej i centralnej. Poprawy sytuacji oczekuje się m.in. w związku z planowaną ustawą o korytarzach przesyłowych¹⁹, która ma znacznie przyspieszyć inwestycje. Obecnie wybudowanie kilkudziesięciu kilometrów sieci zajmuje ok. 6-7 lat z czego na zakończenie procedur prawnych

Technical Condition of the National Power System (NPS) – Infrastructural Limitations

Absence of essential and necessary investments in system modernization and development. The existing transmission and distribution system infrastructure displays substantial shortages both with regard to the degree to which the existing and future needs are satisfied, and the degree of consumption and failure-proneness of the existing lines. The Supreme Chamber of Control has assessed that energy supply security in Poland is jeopardized by the deteriorating technical condition of power infrastructure. The key risk factors included administrative procedures, and lack of legal solutions facilitating investments and system modernization. Under the Accession Treaty, Poland agreed to increase the RES share in electricity sources to 15% by 2020. In view of absence of appropriate investments in the transmission and distribution infrastructure, that goal will be impossible to attain. The funds required to modernize the existing power system alone are estimated at approximately 60 billion PLN. Other goals include developing the national transmission system and collecting electricity from areas characterized by high density of planned and newly set up generating units, with particular emphasis on wind farms, as well as developing favorable investment financing terms. Over the period from 2011 to 2020, about 1.2 – 1.5 GW of new capacity will have to be released for use every year, and the transmission system alone will have to be expanded by about 2,000 km per year. At the same time, it must be noted that the loss of value of the existing transmission and distribution infrastructure reaches 45% to 65%¹⁸. Since power companies focus primarily on developing and maintaining their production capacity, infrastructural investments are usually lower on the priority list. Poland's infrastructure is very modest as compared to other EU States. To realize that, it's enough to compare the 400 kV system density with our closest neighbors such as Germany, Czech Republic or Slovakia. Polish power grids are outdated and underdeveloped. Another problem from the point of view of wind farms is posed by the system structure, which is designed to collect power from a few large sources, mainly in the southern part of the country and not from numerous sources with lower capacity in the northern and central parts of Poland. The situation is expected to improve e.g. in connection with the planned Transmission Corridor Act¹⁹ that is supposed to considerably facilitate investments. At present, construction of several dozen kilometres of

¹⁸ Oddziaływanie inwestycji w elektroenergetyce na zdolność transformacji energii elektrycznej, Energetyka, 08/2011, str. 500

¹⁹ Projekt z 6 czerwca 2012 r., wersja 4.9.

¹⁸ Impact of Energy Investments on Electricity Transformation Capability, Energetyka, 08/2011, page 500

¹⁹ Draft dated 6 June 2012, version 4.9

potrzeba nawet 5 lat²⁰. Planowana ustawa, poprzez ustanowienie korytarza przesyłowego wprowadzi na nieruchomości, której dotyczy, służebność przesyłu i umożliwi przedsiębiorcy dostęp i budowę urządzeń przesyłowych oraz ich eksploatację i remonty. Odszkodowania dla właścicieli nieruchomości obciążonych tym prawem będą wyliczane na podstawie ustawowego algorytmu, co ma wyeliminować konieczność powoływania rzeczoznawców i przewlekłych sądowych sporów dotyczących wyceny.

Przedsiębiorstwa sieciowe uzgodniły z Urzędem Regulacji Energetyki plany rozwoju na lata 2012-2015, które przewidują inwestycje na poziomie blisko 27 mld zł. Przedsiębiorstwa nie ograniczają się jedynie do planowania w perspektywie 3-4 lat, ale starają się również planować długookresowo (10-12 lat). Takie działania są uzasadnione zważywszy na ogromne potrzeby inwestycyjne i ich kapitałochłonność. PSE Operator do 2017 roku zamierza wydać na inwestycje prawie 10 mld zł. W tym czasie spółka zamierza zbudować 4,5 tys. km nowych linii 400 kV. PGE Dystrybucja SA w uzgodnionym z prezesem Urzędu Regulacji Energetyki planie rozwoju przewiduje inwestycje w latach 2012-2015 na poziomie 5 mld zł. W roku 2011 wydała 1,255 mld zł głównie na przyłączanie nowych odbiorców, inwestycje w sieci Sn/nN oraz linie WN i stacje WN/Sn, Sn/Sn. W roku 2012 spółka planuje utrzymanie podobnej struktury nakładów inwestycyjnych oraz zwiększenie nakładów na przyłączanie nowych odbiorców. ENEA Operator w latach 2012-2015 planuje wydać 3,8 mld zł na rozbudowę i modernizację sieci, z czego w 2012 roku wydatki te wyniosą około 900 mln zł. ENERGA Operator w latach 2011-2015 r. na ten cel przeznaczy niemal 5,9 mld zł²¹. Z czego w roku 2012 na inwestycje sieciowe zaplanowano przeznaczyć 1 418 mld zł. Część z tych inwestycji przeznaczona będzie na budowę nowoczesnej, nawet na skalę europejską, inteligentnej sieci energetycznej (Smart Grid). Z kolei Grupa TAURON w roku 2010 wydała 1,3 mld zł. W następnych latach wydatki miały wzrosnąć i sięgać 1,4-1,5 mld zł rocznie²². Zakładane inwestycje, choć znaczne, nie są wystarczające w stosunku do potrzeb rozwojowych podsektora OZE, choć trzeba przyznać, że zmiany idą w dobrym kierunku.

W niedalekiej przyszłości nakłady inwestycyjne przedsiębiorstw sieciowych powinny znacząco wzrosnąć, bowiem środki pomocowe przewidziane dla Polski w nowym budżecie UE na lata 2014-2020 w znacznej mierze skierowane zostaną na finansowanie projektów związanych z rozbudową sieci oraz infrastrukturą energetyczną (obecnie jedynie PSE Operator

a grid takes about 6-7 years where completion of legal procedures requires even 5 years²⁰. By establishing the transmission corridor, the planned Act will establish the right to transmit power on the real estate it applies to and will provide the operator with access to transmission equipment, its construction, operation and repair. Compensation for owners of real estate encumbered with such right will be calculated on the basis of a statutory algorithm. This is to eliminate the need to appoint valuation experts and avoid lengthy court disputes concerning the valuation.

System companies and the Energy Regulatory Office agreed on the development plans for 2012-2015 that anticipate investments of almost 27 billion PLN. Rather than limiting the planning to a 3-4 year perspective, the companies also strive to formulate long-term plans (10-12 years). It's a reasonable approach, considering massive investment needs and their capital intensity. PSE Operator plans investments of almost 10 billion PLN by 2017intends to develop 4.5 thousand km of new 400 kV lines. According to the development plan agreed upon with the President of the ERO, PGE Dystrybucja S.A. plans investments of 5 billion PLN for the years 2012-2015. Its expenditure associated with connection of new customers, investments in MV/LV networks, HV lines and HV/MV as well as MV/MV stations amounted to 1.255 billion PLN in 2011. The company plans to maintain a similar investment structure and increase its expenditure incurred to connect new customers in 2012. ENEA Operator intends to spend 3.8 billion PLN to expand and modernize the grid in the period 2012-2015, with about 900 million PLN of that spending allocated for 2012. ENERGA Operator will earmark almost 5.9 billion PLN²¹ for the same purpose in the years 2011-2015, with grid investments planned for 2012 amounting to 1.418 billion PLN. A portion of this investment will be allocated to the construction of a smart power grid (Smart Grid) – a cutting-edge solution even in the context of Europe. In turn, the TAURON Group investment amounted to 1.3 billion PLN in 2010, and its expenditure is expected to grow in the coming years, to reach 1.4-1.5 billion PLN per year.²² Much as they are substantial, the planned investments are insufficient given the development needs of the RES subsector, although all those changes are admittedly a step in the right direction.

In the upcoming future, investment expenditure of grid companies should considerable increase because aid earmarked for Poland in the new EU budget for 2014-2020 will be spent, to a considerable extent, on projects related with the power grid and infrastructure

²⁰ E. Garlicka, A. Jodłowski, Kto straci a kto zyska na korytarzach przesyłowych, Śniadanie prasowe Deloitte Legal, Warszawa 2012 r., str. 8.

²¹ www.wnp.pl

²² Trzeba wydać miliardy złotych na linie energetyczne, Barbara Oksińska, Rzeczpospolita (<http://www.ekonomia24.pl/artikul/853519.html>)

²⁰ E. Garlicka, A. Jodłowski, Who will benefit from and who will lose on transmission corridors?, Business Breakfast, Deloitte Legal, Warsaw, 2012, p. 8.

²¹ www.wnp.pl

²² Billions of zlotys need to be spent on power lines; Barbara Oksińska, Rzeczpospolita

otrzymuje dotacje w ramach programu Infrastruktura i Środowisko).

Brak skutecznego mechanizmu zobowiązującego operatorów do inwestycji

Najistotniejszym elementem planu rozwoju operatorów i dystrybutorów sieci elektroenergetycznej są zamierzenia inwestycyjne. Ich zakres i harmonogram uwzględniany jest przez Prezesa URE podczas zatwierdzania taryf. Modernizacja i rozbudowa sieci to jednak proces długotrwały i kapitałochłonny. Wieloletnie prognozowanie przychodów i kosztów operatorów jest tym samym z góry obciążone znacznym marginesem błędów. Podczas ustalania cen prezes URE, ocenia istotne interesy zarówno przedsiębiorcy energetycznego, jak i konsumentów. Przestarzała infrastruktura wymusza inwestycje, ale ich skala – ograniczona zdolnością finansową i kredytową operatorów, jest niewystarczająca w stosunku do założeń rozwoju krajowego systemu wytwarzania. Z tej perspektywy cały podsektor sieciowy jest niedokapitalizowany i bez rozwiązania tego problemu nie można liczyć na istotne zwiększenie skali inwestycji. URE dokonuje jedynie weryfikacji, czy operator rozbudował posiadaną sieć zgodnie z deklarowanymi planami. Nie sprawdza natomiast jakości sieci ani lokalizacji, w jakiej została zbudowana. Z tego względu inwestycje dokonywane przez operatorów w wielu przypadkach nie odpowiadają zapotrzebowaniu sektora energetyki wiatrowej.

development (at present, PSE Operator is the only company that obtains aid under the Infrastructure and Environment Operational Programme).

Absence of effective mechanism ensuring investments by operators

Investment plans constitute a key component of development plans adopted by power grid operators and distributors. The terms of reference and schedules of such investments are taken into consideration by the President of the Energy Regulatory Office during the tariff approval process. However, the system modernization and development process is long and costly. Consequently, long-term income and cost forecasts developed by operators are by default predisposed to a high margin of error. During the price setting process, the President of ERO assesses material interests both of the power company and the consumers. And outdated infrastructure forces investments, but the scale of such investments – limited by financial and credit abilities of the operators – is insufficient in comparison to the assumed development of the national energy generation system. From that perspective, the entire system subsector is undercapitalized, and substantial growth of investment scale cannot be expected until that problem is solved. ERO only verifies whether an operator has expanded the system in line with the declared plans. However, neither the system standard nor the location where it was developed is verified. Therefore, in many cases, investments made by grid operators do not entirely correspond to the demands of the wind energy sector.



Poziom nakładów inwestycyjnych siedmiu OSD oraz OSP według cen bieżących?
Investment expenditure level of seven DSO and TSO considered – at Current Prices?

	Wykonanie 2009 2009 completion (mln PLN)	Wykonanie 2010 2010 completion (mln PLN)	Plan 2011 2011 plan (mln PLN)	Plan 2012 2012 plan (mln PLN)
Nakłady inwestycyjne Investment expenditure	4 148	4 384	5 604	6 041

★ źródło: Biuletyn URE 2/2012, str. 66
source: ERO Newsletter no.2/2012, page 66

2.3 Repowering i używane turbiny wiatrowe

Repowering and used wind turbines

Do niedawna w Polsce realizowano stosunkowo dużo projektów opartych na używanym sprzęcie sprowadzonym z zagranicy (najczęściej z Niemiec i Danii). Głównym mankamentem używanych turbin wiatrowych

Until recently, a relatively high number of projects in Poland were implemented using second-hand equipment imported from abroad (usually from Germany and Denmark). The main disadvantage of

jest ich podwyższona awaryjność oraz relatywnie niska moc znamionowa, pozorną zaletą zaś niska cena w porównaniu z nowymi siłowniami. Jeszcze dwa-trzy lata temu ok. 80% wniosków o przyłączenie do sieci dotyczyło właśnie przestarzałych elektrowni wiatrowych o małej mocy²³. Wiele z nich finansowane było leasingiem. Jak podaje BZ WBK Finanse & Leasing w latach 2009-2010 aż 90%²⁴ sfinansowanych inwestycji wiatrowych dotyczyło używanych turbin.

W państwach wysoko rozwiniętych podaż takich jednostek jest rezultatem tzw. repoweringu, który polega na zastępowaniu starych, słabszych turbin nowymi zespołami, często kilkukrotnie większej mocy. Częściowo wyeksploatowane elementy sprzedawane są do krajów, gdzie energetyka wiatrowa jest jeszcze w początkowym stadium rozwoju, m.in. do Polski. Problemy z tym związane są różnorodnej natury – w pierwszym rzędzie dochodzi do nieefektywnego, pod względem sprawności wytwarzania energii, wykorzystania lokalizacji dostępnych pod budowę farm wiatrowych. Jako że lokalizacje o dobrych lub bardzo dobrych parametrach wietrznych i infrastrukturalnych stanowią dobro coraz trudniej dostępne, kwestia ta z czasem nabiera coraz większego znaczenia. Drugi mankament to ryzyko techniczno-użytkowe związane z podwyższonym zagrożeniem wystąpienia awarii czy katastrofy budowlanej. Trzeci problem to rygorystyczne wymogi ochrony środowiska, zwłaszcza w zakresie emisji hałasu i pola elektromagnetycznego, których starsze urządzenia w dużym stopniu nie spełniają, niemniej zważywszy na ich rozmiar często unikają one większej części procedury planistycznej oraz kompleksowej oceny oddziaływania na środowisko, standardowej dla dużych i nowoczesnych instalacji.

Dynamiczny rozwój rynku energii wiatrowej w Polsce, w tym obecność coraz większej liczby inwestorów zagranicznych, spowodował zmniejszenie opisywanego tu zjawiska. Używane turbiny wiatrowe przestają być wykorzystywane zwłaszcza w przypadku większych projektów. Jak podaje BZ WBK Finanse & Leasing, w 2011 r. finansowane przez nią były już wyłącznie nowe turbiny o wysokiej mocy. Nie tylko rynek ale również legislacja idzie w kierunku promowania nowoczesnych rozwiązań technologicznych. Aktualny projekt ustawy o OZE zakłada, iż w przypadku modernizacji instalacji powodującej przyrost mocy, świadectwa pochodzenia będą przysługiwać wyłącznie w sytuacji, gdy zainstalowane urządzenie zostało wyprodukowane nie później niż 36 miesięcy przed dniem rozpoczęcia modernizacji. Analogiczne rozwiązania będą dotyczyć wszystkich instalacji oddanych do użytku od 2015 roku.

such used wind turbines is a higher failure rate, and their relatively low rated power, with the advantage of second-hand equipment being their attractive price as compared to new turbines. Just 2 or 3 years ago, about 80% of grid connection applications referred to such outdated low-capacity wind farms²³. Many of those were financed with leasing. According to BZ WBK Finanse & Leasing, in 2009-2010 as much as 90%²⁴ of financing referred to investments in used turbines.

In highly developed countries, the supply of such units is a consequence of the so-called repowering, which consists in replacing old low capacity turbines with new sets whose capacity is often several times higher. Partially worn out components are sold to countries where wind energy is still at the early stage of development, e.g. to Poland. Problems caused by that are multifaceted – first of all, locations available for wind farm development are used ineffectively from the point of view of energy generation efficiency. Since locations characterized by good or very good wind potential and infrastructure parameters become increasingly hard to come by, the importance of that aspect becomes more and more prominent. Another disadvantage is the technical and functional risk related to the higher potential for failure or construction disaster. And the third key problem is posed by the strict environmental protection requirements, particularly with regard to noise and electromagnetic field emission, which are largely not met by older facilities; however, because of their size, such facilities are often able to avoid a major portion of the planning procedure and a comprehensive Environmental Impact Assessment – a standard requirement for larger and modern installations.

As a result of the dynamic development of wind energy market in Poland, and especially an increase in the number of foreign investors, the above-mentioned occurrence became less common. Larger-scale projects in particular no longer use second-hand turbines. According to the data of BZ WBK Finanse & Leasing, it only financed new, high-capacity turbines in 2011. Promotion of modern technological solutions is at the focus of not only the market but also the legislation. The latest draft of the RES Act stipulates that if capacity of an installation increases as a result of modernization, certificates of origin will only be granted provided that the installed facility is manufactured not later than 36 months prior to the modernization commencement date. Analogous solutions will apply to all installations released for business use from 2015 onward.

²³ PSEW: coraz więcej wniosków o przyłączenie elektrowni z demobilu" PAP, <http://finanse.wp.pl>

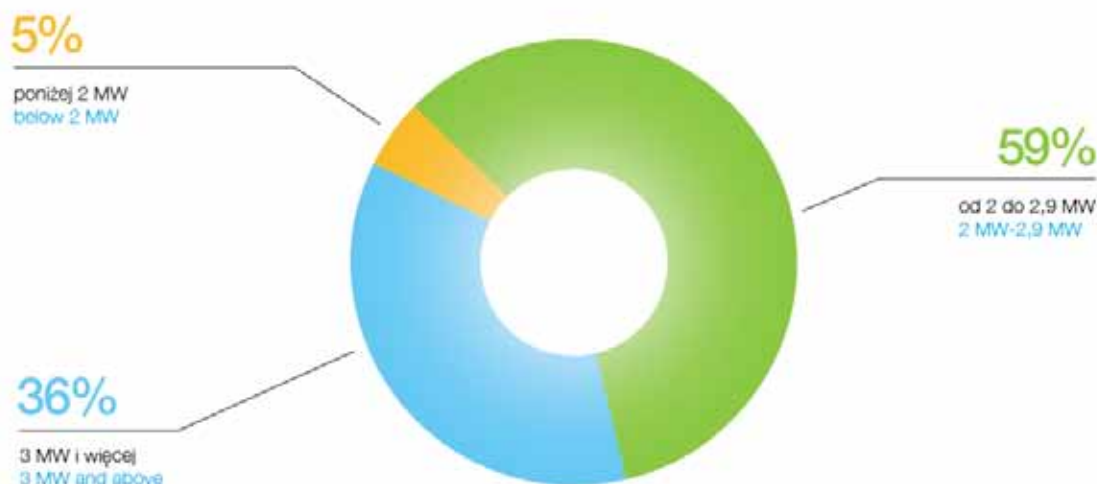
²⁴ „Słabe prawo blokuje inwestycje w wiatraki”, <http://www.forbes.pl/artykuly/sekcje/wydarzenia/slabe-prawo-blokuje-inwestycje-w-wiatraki,23346,1>

²³ „PSEW: coraz więcej wniosków o przyłączenie elektrowni z demobilu" [PWEA: The Number of Applications for Connection of Used Wind Farms Grows]; PAP, <http://finanse.wp.pl>

²⁴ „Słabe prawo blokuje inwestycje w wiatraki" [Weak Law Blocks Investments in Wind Farms] <http://www.forbes.pl/artykuly/sekcje/wydarzenia/slabe-prawo-blokuje-inwestycje-w-wiatraki,23346,1>



Odpowiedzi respondentów na pytanie: Jaka jest moc znamionowa turbin wiatrowych instalowanych (planowanych do instalacji) przez Państwa w obecnie realizowanych projektach? / Answers to survey question: What is the rated capacity of wind turbines installed (planned to be installed) by you in your current projects?



★ źródło: sondaż TPA Horwath, niereprezentatywna próba inwestorów branżowych
source: TPA Horwath survey, non-representative sample group of wind investors

3 Ochrona środowiska

Environmental Protection

3.1 Decyzja o uwarunkowaniach środowiskowych Decision concerning environmental consideration

Uzyskanie decyzji o uwarunkowaniach środowiskowych należy do jednego z najtrudniejszych etapów realizacji projektu. Najczęściej organem właściwym do jej wydania jest wójt gminy, burmistrz lub prezydent miasta właściwy dla terenu, na którym zaplanowano realizację przedsięwzięcia. Rodzaje inwestycji wymagające decyzji środowiskowej określone są w ustawie z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko oraz w wydanym na jej podstawie rozporządzeniu Rady Ministrów w sprawie określenia rodzajów przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko z dnia 9 listopada 2010 r. Zgodnie z tymi przepisami inwestycje dzieli się na dwie grupy, tj. te, które przed wydaniem decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach wymagają sporządzenia raportu oddziaływania na środowisko oraz takie, które takiego raportu mogą, ale nie muszą wymagać. Do pierwszej grupy zalicza się inwestycje w elektrownie wiatrowe, których łączna moc nominalna

The obligation to obtain the decision concerning environmental consideration constitutes one of the most difficult phases of project implementation. In most cases, the competence to issue such decision is vested in the head of the commune, or the mayor or president of the city competent for a given location where the investment is planned to be implemented. The investment types that require an environmental decision are listed in the Act on disclosure of information concerning environment and environmental protection, participation of society in environmental protection, and assessments of environmental impact of 3 October 2008, and in the regulation of the Council of Ministers, issued pursuant to the Act, concerning types of investments with potential material impact on the environment of 9 November 2010. According to the aforementioned regulations, such investments are divided into two groups, i.e. investments that require an environmental impact report to be drawn up prior to issuing the environmental decision, and those that may but do not have to require such a report.

jest nie mniejsza niż 100 MW oraz te lokalizowane na polskich obszarach morskich. W drugiej grupie natomiast wskazane są instalacje wiatrowe o wysokości nie niższej niż 30 m lub zlokalizowane na obszarach objętych formami ochrony przyrody, o których mowa w art. 6 ustawy z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody, tj. parki narodowe, rezerваты przyrody, parki krajobrazowe, obszary chronionego krajobrazu, obszary Natura 2000, użytki ekologiczne i zespoły przyrodniczo-krajobrazowe.

Nieprecyzyjne uformowanie procedur środowiskowych istotnie utrudnia sprawne przygotowanie projektu. Organy mają bowiem trudności z oceną metodyki badań środowiskowych przedstawianych przez inwestorów oraz uzgodnieniem wyników zakresu przedstawionego raportu z lokalną oceną oddziaływania na środowisko oraz studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy. Ponadto, uzyskanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach nie zawsze kończy proces oceny oddziaływania na środowisko. Może się okazać, że na etapie ustalania uwarunkowań środowiskowych brak jest dostatecznych informacji o potencjalnych oddziaływaniach planowanego przedsięwzięcia. Dotyczy to w szczególności sytuacji przeprowadzenia postępowania w sprawie oceny oddziaływania na środowisko przed uzyskaniem decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu. Może się bowiem okazać, iż w okresie obowiązywania decyzji o uwarunkowaniach środowiskowych zmieniły się okoliczności, które dotąd były brane pod uwagę przy ocenie wpływu inwestycji na środowisko. W takiej sytuacji niezbędne będzie przeprowadzenie ponownej oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko. Prowadzi to do wydłużenia procesu inwestycyjnego. Dodatkowo, w uzasadnionych przypadkach podyktowanych specyfiką stanowiska, na inwestora nakładany jest niekiedy obowiązek monitoringu powykonawczego, najczęściej w zakresie propagacji hałasu i wpływu na awifaunę.

Skomplikowanym procedurom często towarzyszy brak spójności stanowisk organów różnych województw. Inwestor musi zatem liczyć się z tym, że w przypadku lokowania farm wiatrowych na terenach różnych województw, w podobnym stanie faktycznym może uzyskać odmienne decyzje. Wolno mieć nadzieję, że opublikowane w 2011 r. przez Generalną Dyрекcję Ochrony Środowiska „Wytyczne w zakresie prognozowania oddziaływań na środowisko farm wiatrowych”²⁵ przyniosą poprawę. Dokument ma wprowadzić charakter wyłącznie informacyjny, czyli nie jest wiążący dla organów samorządowych, jednak stanowi ważne źródło interpretacyjne i powinien przyczynić się do przynajmniej częściowego ujednolicenia procedur i stanowisk urzędowych. Na szczególną uwagę zasłu-

The former group includes investments in wind farms with the total rated capacity of not less than 100 MW, and wind farms located in Polish sea waters. The latter group, on the other hand, lists wind installations that are at least 30 meters high, or installations located in protected areas referred to in Article 6 of the Act on protection of nature of 16 April 2004, i.e. national parks, nature reservations, landscape parks, protected landscape areas, Natura 2000 areas, ecological grounds, and nature – landscape complexes.

Imprecise regulation of environmental procedures substantially hinders effective preparation of an investment, as authorities find it difficult to assess the methodology of environmental tests presented by investors, and to reconcile the results covered by the submitted report with the local environmental impact report and with the study of commune's land development conditions and directions. Moreover, acquiring the environmental decision does not always complete the process of environmental impact assessment. It may turn out that certain information concerning potential impact of the planned investment is missing at the stage of determining environmental consideration. This refers, in particular, to the situations where proceedings regarding environmental impact assessment are conducted before the land development and zoning decisions have been obtained. As a result, it may become clear that the circumstances considered when assessing the environmental impact of the investment have changed since the environmental decision was issued. In that situation, the assessment of investment's environmental impact has to be repeated, which in turn leads to an even longer investment process. Additionally, in justified cases dictated by the specifics of the adopted position, an obligation is sometimes imposed on the investor to perform post-completion monitoring, usually with regard to noise propagation and impact on avifauna.

Complicated procedures are often combined with inconsistent approach of authorities in various provinces. Hence, an investor has to come to terms with the fact that different decisions may be issued for wind farm locations in different provinces, even if the actual conditions of investments are similar. One can only hope that the "Guidelines for Predicting Environmental Impact of Wind Farms"²⁵ published by the General Directorate for Environmental Protection in 2011 will improve the situation. Even though the document has been developed for information purposes only, which means that it is not binding for local government authorities, it still constitutes an important source for interpretation, and it should contribute, at least partially, to ensuring higher uniformity of official procedures and positions.

²⁵ M. Stryjecki, K. Mielniczuk, Wytyczne w zakresie prognozowania oddziaływań na środowisko farm wiatrowych, Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska, Warszawa 2011.

²⁵ M. Stryjecki, K. Mielniczuk, Wytyczne w zakresie prognozowania oddziaływań na środowisko farm wiatrowych, General Directorate for Environmental Protection, Warszawa 2011

guje Rozdział X, który zawiera zagadnienie dobrych praktyk w zakresie prognozowania oddziaływania farmy wiatrowej na środowisko.

Chapter X is particularly interesting, as it discusses the issue of good practice in the area of predicting the impact of a wind farm on the environment.

3.2 Obszary chronione Protected areas

Istotną barierą dla rozwoju energetyki wiatrowej jest występowanie i systematyczne powiększanie obszarów objętych programem Natura 2000. Według oficjalnych danych w Polsce sieć Natura 2000 zajmuje 19,4%²⁶ powierzchni lądowej kraju. W jej skład wchodzi 823 obszary siedliskowe mające znaczenie dla Wspólnoty oraz 145 obszarów specjalnej ochrony ptaków, które pokrywają odpowiednio 11% i 15,8% powierzchni lądowej Polski (niektóre obszary się pokrywają). Według danych GUS całość obszarów chronionych w Polsce wynosi około 32,4% powierzchni kraju (bez obszarów Natura 2000)²⁷. Inwestycje na terenach, które zostaną w przyszłości objęte programem, mogą napotkać na utrudnienia formalno-prawne, a w skrajnym przypadku, mogą zostać wstrzymane. Takim ryzykiem obarczone są też projekty lokalizowane w otulinach i innych terenach sąsiadujących z obszarami chronionymi. Regionalna Dyrekcja Ochrony Środowiska może bowiem uznać, że farma wiatrowa ma istotny negatywny wpływ na obszar chroniony, mimo iż jest usytuowana poza jego terenem. Pojawiają się zatem postulaty o jak najszybsze przyjęcie ostatecznej obowiązującej listy obszarów objętych programem Natura 2000. Komisja Europejska sugeruje, aby uzupełnienie obszaru objętego programem, zgodnie z rezolucją Parlamentu Europejskiego²⁸, zakończyło się w 2012 r.

The existence and consistent expansion of the areas covered by Natura 2000 program constitutes a considerable obstacle to the establishment of wind farms. According to the official data, the Natura 2000 network in Poland covers 19.4%²⁶ of the land territory of the country. It comprises 823 habitat sites of Community importance, and 145 special bird protection zones that cover respectively 11% and 15.8% of the land territory of Poland (with some of these areas overlapping). According to the Central Statistical Office data, the total protected area in Poland covers about 32.4%²⁷ of the territory of the country (excluding Natura 2000 areas). Investments in the areas to be covered by the program in the future may encounter formal and legal obstacles or, in extreme cases, may have to be put on hold. Similar risk is involved in case of projects located in buffer zones and other areas adjacent to the protected zones. The Regional Directorate for Environmental Protection may decide that a wind farm has a considerable negative impact on a protected area despite it being situated outside that area. Therefore, demands are made to adopt the final binding list of areas covered by Natura 2000 program as soon as possible. The European Commission suggests that supplementing the area covered by the program, according to the resolution of the European Parliament,²⁸ should be concluded in 2012.

 Etapy postępowania w sprawie wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla farm wiatrowych²⁹:
Stages of Procedure regarding Issuing Environmental Considerations Decision for Wind Farms²⁹:

- | | | |
|---|--|--|
| 1 | Kwalifikacja farmy wiatrowej do II grupy przedsięwzięć (tzn. mogących znacząco oddziaływać na środowisko). | A wind farm is qualified as a Group II investment (i.e. one with potential material environmental impact). |
| 2 | Wykonanie karty informacyjnej przedsięwzięcia. | Project data sheet is developed. |

²⁶ NATURA 2000 – Biuletyn Komisji Europejskiej o przyrodzie i bioróżnorodności, styczeń 2012, nr 31, str. 9.

²⁷ Łącznie z tą częścią obszarów sieci Natura 2000, która mieści się w granicach obszarów prawnie chronionych, źródło: Ochrona środowiska 2011, GUS, Warszawa, 2011, str. 280.

²⁸ Rezolucja Parlamentu Europejskiego z 20 kwietnia 2012 r. w sprawie różnorodności biologicznej będącej naszym ubezpieczeniem na życie i naszym naturalnym kapitałem: unijna strategia ochrony różnorodności biologicznej na okres do 2020 r. (2011/2307(INI))

²⁹ Źródło: M. Stryjecki, K. Mielniczyk, Wytyczne w zakresie prognozowania oddziaływań na środowisko farm wiatrowych, Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska, Warszawa 2011, str. 56.

²⁶ NATURA 2000 – European Commission Nature and Biodiversity Newsletter, January 2012, no. 31, page 9

²⁷ Environmental protection 2010, GUS [Central Statistical Office], Warsaw, 2010, page 280

²⁸ The European Parliament resolution of 20 April 2012 on biodiversity: our life insurance, our natural capital: an EU biodiversity strategy to 2020 (2011/2307(INI))

²⁹ Source: M. Stryjecki, K. Mielniczyk, Guidelines for Predicting Environmental Impact of Wind Farms, General Directorate for Environmental Protection, Warsaw 2011, page 56.

3	Złożenie wniosku o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach.	Application for the decision regarding environmental considerations is submitted.
4	Wszczęcie postępowania przez organ administracji.	The administrative authority initiates the procedure.
5	Wystąpienie organu prowadzącego postępowanie do odpowiednich organów współdziałających o opinię dotyczącą konieczności przeprowadzenia OOS i ustalenie zakresu Raportu OOS.	The authority in charge of the procedure requests cooperating authorities to issue an opinion as to whether an Environmental Impact Assessment (EIA) is required, and to determine the scope of the EIA Report.
6	Wydanie opinii przez organy współdziałające.	Opinion is issued by cooperating authorities.
7	Wydanie przez organ prowadzący postępowanie postanowienia o konieczności przeprowadzenia OOS i zakresie Raportu OOS lub postanowienia o braku konieczności przeprowadzenia OOS.	The authority in charge of the procedure issues a decision regarding the need for the EIA and the scope of the EIA Report or the decision regarding the absence of the need for the EIA.
8	Wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach (gdy nie stwierdzono potrzeby przeprowadzenia OOS) lub sporządzenie przez Inwestora Raportu OOS i przedłożenie go organowi prowadzącemu postępowanie w przypadku stwierdzenia obowiązku przeprowadzenia OOS.	Environmental Considerations decision is issued (if no need for the EIA is ascertained) or the Investor draws up the EIA Report and submits the same to the authority in charge of the procedure, if the need for the EIA is ascertained.
9	Wystąpienie organu prowadzącego postępowanie do odpowiednich organów współdziałających o uzgodnienie/opinię dotyczące warunków realizacji farmy wiatrowej.	The authority in charge of the procedure requests competent cooperating authorities to agree on / issue a decision regarding wind farm execution terms.
10	Wydanie opinii i uzgodnienia przez organy współdziałające.	Opinion and consent are issued by cooperating authorities.
11	Przeprowadzenie przez organ prowadzący postępowanie procedury udziału społeczeństwa.	The authority in charge of the procedure conducts the public participation procedure.
12	Wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach.	The environmental considerations decision is issued.
13	Podanie do publicznej wiadomości informacji o wydaniu decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach.	The information regarding the environmental considerations decision is announced to public.

4

Protesty społeczne

Rosnącym problemem w procesie inwestycji w farmy wiatrowe jest spór pomiędzy dwoma środowiskami, tj. zwolennikami rozwoju elektrowni wiatrowych skupionych wokół różnych organizacji oraz samymi inwestorami, a przeciwnikami zrzeszonymi w innych organizacjach ekologicznych oraz spontanicznie

Social Protests

There is a growing problem in the wind farm investment process, attributable to a dispute between two groups: supporters of wind farm development associated with various organizations, including ecological organizations and actual investors, and opponents united in other ecological organizations and impromptu local opposition movements. Local authorities and

tworzonych lokalnych ruchach sprzeciwu. Pomiędzy tymi grupami znajdują się władze lokalne ze swoimi interesami oraz angażowane w spór władze państwowe.

Przedmiotem sporu są niemal wszystkie aspekty dotyczące inwestycji wiatrowych²⁹. Przede wszystkim jednak spór dotyczy środowiskowych oddziaływań budowy elektrowni wiatrowych. Przeciwnicy wiatraków wskazują, że niszczą one lokalne ekosystemy, w szczególności stanowią zagrożenie dla ptaków i nietoperzy. Podnosi się także wpływ farm na zdrowie okolicznych mieszkańców. Zdaniem oponentów, wiatraki mogą być przyczyną choroby wibroakustycznej spowodowanej generowanymi przez turbiny wiatrowe dźwiękami o niskich częstotliwościach (<500 Hz), w tym infradźwiękami (<20 Hz), stąd postulowane jest ustawowe ustalenie minimalnej odległości od zabudowań mieszkalnych w granicach do 3 km. Inwestorzy natomiast prezentują liczne badania i ekspertyzy podważające powyższe opinie.

Jak wynika z badań opinii publicznej na temat stosunku do energetyki wiatrowej³⁰, reprezentatywna grupa dorosłych Polaków dostrzega korzyści płynące z wykorzystywania odnawialnych źródeł energii. Widzi je przede wszystkim w obszarze ekologii, zdrowia człowieka oraz postępu technologicznego. Badania wskazały jednak również, że Polacy niechętnie biorą udział w konsultacjach społecznych, częściej wybierając formę zorganizowanego protestu zbiorowego. Przyczyną takiego stanu rzeczy jest nie tylko brak dostępu do rzetelnych informacji i badań, czy spory w samym środowisku naukowym co do faktycznych skutków społecznych, w tym zdrowotnych oraz ekologicznych zamieszkiwania w sąsiedztwie farm wiatrowych, ale również sposób prowadzenia konsultacji przez inwestorów.³¹ Dość typowa jest również postawa motywowana poczuciem zagrożenia interesu prywatnego, którą w literaturze określa się jako tzw. efekt NIMBY, tj. „not in my backyard” czyli „nie w moim sąsiedztwie”.

Zmianę postaw aktywnej mniejszości społeczeństwa może przynieść szeroka kampania edukacyjna. Rolą inwestorów i organizacji branżowych powinno być kierowanie dyskursu publicznego na tory dyskusji merytorycznej, opartej na bogatym i dobrze udokumentowanym dorobku naukowym, a także prowadzenie rzetelnych konsultacji społecznych z lokalną społecznością.

their interests as well as state authorities involved in the disputed are trapped in the middle.

The dispute covers nearly every single aspect of wind investments²⁹. The primary concern, however, relates to environmental impact of wind farm development. Opponents of wind turbines raise that they destroy local ecosystems, posing a particular hazard to birds and bats. Another issue under discussion is the impact of farms on the health of local residents. The opponents claim that wind turbines may cause vibroacoustic disease caused by low frequency sounds (<500 Hz), including infrasound (<20 Hz) generated by wind turbines; this leads to demands for a statutory minimum distance between turbines and residential buildings located up to 3 km away. Investors, on the other hand, present numerous studies and expert's opinions to undermine the above-mentioned claims.

Public opinion polls on perception of wind energy sector³⁰ indicate that a representative group of adult Poles is able to see advantages of using renewable energy sources. Such advantages are first and foremost noticeable in the areas of ecology, human health and technological advancement. However, the polls also show that Poles are unwilling to participate in public consultations, and are often more inclined to opt for involvement in organized collective protests. This state of affairs stems not only from not having access to credible information and research, or from disputes within academic circles regarding actual social consequences, including health-related and ecological effects of living in the proximity of wind farms, but also from the way investors conduct consultations.³¹ Another commonly observed attitude is one triggered by a sense of threat to one's private interests, commonly referred to in the literature as the so-called NIMBY (“Not In My Back Yard”) effect.

The position of the active social minority could be changed by a broadly conceived educational campaign. The role of investors and industry organizations should be to steer the public discourse toward the path of factual discussion based on vast and well-documented scientific achievements and to conduct thorough public consultations with local communities.

²⁹ Za: Ewaluacja konsultacji społecznych realizowanych przy budowie elektrowni wiatrowych w Polsce, Polskie Towarzystwo Socjologiczne, październik 2011 r., str. 19.

³⁰ Akceptacja dorosłych Polaków dla energetyki wiatrowej i innych odnawialnych źródeł, badanie przeprowadzone na zlecenie Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej przez pracowników naukowych Zakładu Zdrowia Publicznego Uniwersytetu Medycznego w Szczecinie, 2011 r.

³¹ Za: Ewaluacja konsultacji społecznych..., str. 20.

²⁹ For: Evaluation of Public Consultations Related to Wind Farm Development in Poland, Polish Sociological Association, October 2011, p. 19

³⁰ Adult Poles' approval for wind power and other renewable energy sources; a poll conducted for Polish Wind Power Association by scientists at the Public Health Center at the University of Medicine in Szczecin, 2011

³¹ For: Evaluation of Public Consultations..., p. 20.



Efekt NIMBY, choć brzmi bardzo tajemniczo, jest zjawiskiem powszechnym, które w różnym stopniu każdego z nas dotyka w codziennym życiu. Not In My Back Yard (NIMBY) – „nie na moim podwórku” to w pewnym stopniu reakcja naturalna, nie wynikająca zazwyczaj ze złej woli. W przypadku projektów energetycznych lub infrastrukturalnych lęk lokalnych społeczności jest wręcz czymś zrozumiałym, bo oto nagle ktoś chce w pobliżu mojego domu wybudować kominy, wiatraki, robić odwierty. Dlaczego akurat tutaj? Argumenty o potrzebach ogółu, państwa, gminy nie zniwelują strachu przed poniesieniem osobistych szkód.

Kluczową kwestią jest zatem zrozumienie przyczyn tego lęku, a jest to bardzo często brak wiedzy, komunikacji i zrozumienia. Tu dochodzimy do najważniejszego – odpowiedzialność, za jakość komunikacji ponosi inwestor. W przypadku elektrowni wiatrowych ludzie zazwyczaj nie negują słuszności ich powstawania. Uważają, że elektrownie wiatrowe są potrzebne, ale... powinny być zbudowane z dala od ich posesji. To klasyczny przykład efektu NIMBY.

Na NIMBY należy spojrzeć z różnych perspektyw: etycznej i politycznej. Inwestycje w elektrownie wiatrowe są realizowane dla dobra ogółu. Jeśli lokalne społeczeństwo jest temu przeciwnie, to dobro ogółu jest poświęcane dla dobra indywidualnego. Polityczny wydzźwięk NIMBY przejawia się absolutnym brakiem zaufania wobec władz samorządowych oraz inwestorów. Społeczeństwo może się bowiem obawiać, czy władze dbają o ich bezpieczeństwo oraz czy wszelkie działania są podejmowane uczciwie.

Inwestorzy, zwracając uwagę na niedogodności i dodatkowe koszty, powinni wpisać w swój „biznes plan” rozmowę ze społeczeństwem tak, aby uniknąć konfliktu lub sprawnie go rozwiązać. Green Cross Poland, organizacja będąca platformą dialogu pomiędzy różnymi interesariuszami, uważa, że zweryfikowanie czynnika wywołującego efekt NIMBY na danym terenie oraz proponowanie możliwych działań informacyjnych i konsultacyjnych już na etapie planowania inwestycji ułatwi obu stronom wypracowanie pożądanego przez wszystkich porozumienia.

Planowanie inwestycji związanej z budową farm wiatrowych powinno iść zatem w parze z planowaniem diagnozy społecznej oraz działań informacyjnych nt. docelowej instalacji. Znajomość podstawowych zasad efektywnej komunikacji z lokalną społecznością może być kluczem do powodzenia przedsięwzięcia.



**Dominika
Kulczyk-Lubomirska**

założyciel, wiceprezes
Founder and Vice President of
Green Cross Poland

Although it sounds very mysterious, the NIMBY effect is a common phenomenon that affects us in our everyday life to a different degree. Not In My Back Yard (“NIMBY”) is to some extent a natural reaction which usually does not result from our ill will. In the case of energy or infrastructure projects, the local community’s fear is even something comprehensible because suddenly someone wants to build chimneys, wind farms or make boreholes next to my house. Why just here? Arguments about the needs of the general public, state or municipality will not mitigate the fear of suffering personal losses. Hence, it is a key issue to understand the reasons for such fear. It very often results from the lack of knowledge, communication and understanding. Finally, we come to the nub of the matter: the investor is responsible for the communication quality.

In the case of wind power plants, people usually do not deny that it is right to construct them. They believe that wind power plants are necessary but ... should be built away from their plots. It is a classic example of the NIMBY effect. The NIMBY effect should be analysed from different perspectives: ethical and political. Wind power plant investments are implemented to the

benefit of the general public. If a local community is against such investment, the individual interests are put first to the detriment of the general public. The political effect of NIMBY is represented by an absolute lack of confidence in local authorities and investors. The society may thus be afraid whether authorities take care of their safety and whether all actions are taken in a fair manner.

When taking inconveniences and additional costs into account, investors should include communication with the society in their business plan in order to avoid a conflict or resolve it effectively. Green Cross Poland, which is an organisation creating and developing a platform for a dialogue between different interested parties, is of the opinion that verifying the factor causing the NIMBY effect in a given area and proposing potential informational and consulting actions as early as at the investment planning stage, will make it easier for both parties to reach the agreement so desired by everyone.

Planning the wind farm investment should therefore go hand in hand with planning the social diagnosis and actions informing about the projected installation. Knowledge of fundamental principles of effective communication with the local community may be a key to the project’s success.

5

Przewlekłość procedur

Okres realizacji projektu inwestycyjnego w Polsce, choć skraca się, to nadal trwa bardzo długo i wynosi przeciętnie od 4 do 7 lat. Z przeprowadzonych przez autorów raportu badań wynika, iż sam okres przygotowania projektu do momentu rozpoczęcia prac budowlanych może wynosić od ok. 2 do ok. 5 lat, przy czym dolna granica tego przedziału dotyczy projektów o bardzo małej mocy. Średni okres przygotowawczy kształtuje się w okolicach 4 lat.

Lengthiness of procedures

An investment completion term in Poland is still very lengthy. Research conducted by the authors of this report indicates that the actual project development phase, preceding the commencement of construction works, may take from two to five years, with the lower limit of the range referring to the low-capacity projects. Average length of the preparatory phase was about 4 years. The factor that inhibits the investment preparation and implementation process to the largest

Czynnikiem, który w największym stopniu spowalnia proces przygotowania i realizacji inwestycji jest złożoność procedur administracyjnych oraz nieostrość części przepisów, których interpretacja często zależy od woli i przychylności urzędników. Wśród wielu przykładów należy przede wszystkim wymienić długotrwałe postępowania związane z ustanawianiem/zmianą zapisów studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego. W procedurze uzgodnień uczestniczy bowiem duża liczba podmiotów o przeciwstawnych interesach. Władze lokalne na ogół nie sprzyjają inwestycjom wiatrowym tak jak ma to miejsce w przypadku innych branż, zwłaszcza opartych na produkcji przemysłowej z wysokim wykorzystaniem lokalnej siły roboczej. Nasilające się społeczne protesty przeciw instalowaniu farm wiatrowych w pobliżu zabudowań mieszkalnych dodatkowo wpływają na niską motywację władz samorządowych w czynnościach związanych z planowaniem i dopuszczeniem projektów wiatrowych. Ponadto niska jakość lokalnej legislacji, w tym dublowanie lub nawet omijanie przepisów prawa w zakresie ochrony środowiska przez samorządowców, w znacznym stopniu utrudnia planowanie i realizację inwestycji. Należy zatem postulować o dookreślenie i uproszczenie uregulowań zarówno prawa materialnego, jak i, co może nawet ważniejsze, procedur administracyjnych.

degree is the absence of transparent regulations which are frequently interpreted based on discretion and goodwill of administrative authorities. Among many examples of such obstacles are prolonged processes of adopting / amending provisions for the study of conditions and directions of land development. Their lengthiness results from the fact that a large number of entities representing conflicting interests are involved in such procedures. Local authorities often have no regard for ensuring a favorable climate for investors, as they paradoxically fear that their tax proceeds will increase, thus reducing the base portion of the general subsidy received from the state budget. Such passive attitude is so common that regulations or standard practices are not even in place, and as a result inconsistent decisions are issued e.g. with regard to the minimum distance between turbines and residential developments. Moreover, poor quality of local legislation, combined with duplication or even evasion of legal regulations concerning environmental protection by local governments substantially hinders investment planning and implementation. Under the circumstances, it is necessary to demand that regulations regarding both property law, and – even more importantly – administrative procedures, are further clarified and simplified.

 Odpowiedzi respondentów na pytanie: Jaki jest średni okres przygotowania inwestycji w Państwa ostatnim projekcie (liczony od rozpoczęcia przygotowań formalnych do uzyskania pozwolenia a budowę)? / *Answers to survey question: What is the average period of investment preparation in your recent project (from starting formal preparations for obtaining a construction permit)?*



★ źródło: sondaż TPA Horwath, niereprezentatywna próba inwestorów branżowych
source: TPA Horwath survey, non-representative sample group of wind investors



Opinie przedstawicieli gmin na terenie których zlokalizowano farmy wiatrowe oraz gmin sąsiadujących.
Opinions of Representatives of Municipalities with Wind Farm Locations and Neighboring Municipalities

Korzyści z obecności farm wiatrowych
Benefits of Wind Farm Presence

Obawy związane z obecnością farm wiatrowych
Concerns Related to Wind Farm Presence

Ekonomiczne / Economic

- dodatkowe dochody gminy oraz jej mieszkańców; [Extra income for municipality and its residents](#)
- obecność długoterminowego inwestora na terenie gminy; / [Presence of a long-term investor in the territory of the municipality](#)
- zatrudnienie lokalnych pracowników, angażowanie lokalnych przedsiębiorstw; / [Employment for local work force; involvement of local companies](#)
- świadczenia inwestora na rzecz społeczności lokalnej. / [Investor's services to local community](#)

Ekonomiczne / Economic

- utratę wartości gruntów zlokalizowanych w pobliżu farm wiatrowych. / [Value loss by the land adjacent to wind farms](#)

Wizerunkowe / Image

- możliwość budowy wizerunku nowoczesnej i ekologicznej gminy; / [Ability to build an image of a modern, eco-friendly municipality](#)
- zainteresowanie turystów, element wyróżniający gminę - bezpłatna promocja gminy. / [Interest of tourists; a distinguishing feature of the municipality - free promotion for the municipality](#)

Wizerunkowe / Image

- ingerencja w krajobraz i przyrodę; / [Landscape and nature interference;](#)
- spadek liczby turystów. / [Drop in the number of tourists](#)

Inwestycyjne / Investment

- wzrost zainteresowania możliwością realizacji inwestycji w obszarze odnawialnych źródeł energii przez innych inwestorów; / [Other investors become more interested in a possible investment in renewable energy sources](#)
- rozbudowa infrastruktury energetycznej oraz budowa nowych odcinków dróg / [Power infrastructure development and construction of new road sections](#)

Zdrowotne / Health

- szkodliwość dla zdrowia ludzi i zwierząt / [Health hazard for humans and animals](#)

* źródło: opracowanie własne na podstawie raportu: Wpływ energetyki wiatrowej na wzrost gospodarczy w Polsce, Ernst & Young, marzec 2012 r., str.55.
source: own study based on the report: "How Wind Power Affects Economic Growth in Poland", Ernst and Young, March 2012, p. 55.



Typowe etapy przygotowania i realizacji inwestycji:

Typical Investment Development and Implementation Stages:

Lokalizacja inwestycji Investment location

1	Wybór lokalizacji farmy wiatrowej, w tym: • wstępna analiza możliwości pozyskania gruntów pod farmę i infrastrukturę (zawarcie umów przedwstępnych uprawniających do dysponowania gruntami), • wstępna analiza uwarunkowań środowiskowych, • wstępne konsultacje z władzami lokalnymi.	Selecting wind farm location, including: • preliminary analysis of potential acquisition of land for wind farm and infrastructure (entering into preliminary property management agreements), • preliminary analysis of environmental considerations, • preliminary consultations with local authorities.
2	Analiza możliwości budowy farmy wiatrowej w wybranej lokalizacji, w tym • analiza aktualnych uwarunkowań zagospodarowania przestrzennego, • wstępna analiza możliwości przyłączenia do sieci elektroenergetycznej oraz analiza przebiegu tras kablowych, • wstępna analiza warunków budowlanych farmy oraz infrastruktury drogowej, • wstępny audyt ekologiczny.	Analyzing the feasibility of wind farm development at a selected location, including: • analysis of potential land development constraints, • preliminary analysis of potential connection to power grid, and analysis of cable routes, • preliminary analysis of farm construction conditions and road infrastructure. • preliminary ecological audit.
3	Uzyskanie akceptacji dla budowy farmy u władz lokalnych.	Obtaining farm development approval from local authorities.
4	Przeprowadzenie konsultacji społecznych i uzyskanie akceptacji lokalnej ludności.	Conducting public consultations and ensuring approval of local community
5	Wykonanie lub aktualizacja planu zagospodarowania przestrzennego albo uzyskanie decyzji o warunkach zabudowy.	Drafting or updating land development plan or obtaining zoning decision or public investment location decision,

Analiza opłacalności Feasibility analysis

6	Przeprowadzenie badań pomiarowych parametrów wietrznych, w tym: • uzyskanie decyzji o warunkach zabudowy dla masztu pomiarowego (jednego lub więcej), • budowa masztu (-ów) i zbieranie danych w okresie minimum 1 roku.	Conducting wind potential parameter tests, including: • obtaining zoning decision for the measurement mast, • erecting the mast and collecting data for at least 1 year.
7	Analiza pomiarów wietrzności, wielowariantowy dobór turbin, oszacowanie produktywności, określenie lokalizacji poszczególnych turbozespołów.	Analyzing wind power density measurements, developing multiple variants of turbine selection, productivity estimation, determining location for individual turbine sets.
8	Analiza wykonalności i analiza kosztów przyłączenia do sieci.	Feasibility study and analysis of grid connection costs
9	Opracowanie wstępnego biznesplanu.	Developing a preliminary business plan.

Procedury i sprawy formalne
Procedures and formal issues

10	Opracowanie ekspertyzy wpływu farmy wiatrowej na krajowy system elektroenergetyczny przez OSD/OSP.	Drafting an expert's opinion on wind farm impact on national electrical energy system by DSO/TSO.
11	Uzyskanie prawa do dysponowania gruntem.	Obtaining rights to dispose of the land
12	Uzyskanie warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej.	Obtaining power grid connection terms.
13	Opracowanie raportu wpływu farmy wiatrowej na środowisko.	Drafting wind farm environmental impact report.
14	Złożenie wniosku (z załączonym raportem) o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach do gminy, na terenie której ma powstać farma wiatrowa.	Filing the application (with an appended report) for the decision concerning environmental considerations with the commune where the wind farm is to be set up.
15	Decyzja gminy o środowiskowych uwarunkowaniach dla danej inwestycji (na podstawie decyzji wydanych przez Regionalną Dyрекcję Ochrony Środowiska).	Obtaining commune's decision on environmental considerations of the investment (based on the decisions issued by the Regional Directorate for Environmental Protection).
16	Wybór dostawcy urządzeń.	Selecting the equipment supplier.
17	Opracowanie projektu budowlanego do pozwolenia na budowę.	Developing the construction design for the construction permit purposes.
18	Opracowanie szczegółowego biznesplanu.	Developing the detailed business plan.
19	Uzyskanie promesy koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej.	Obtaining a promise of the electricity generation license.
20	Zawarcie umowy przedwstępnej na sprzedaż energii elektrycznej i certyfikatów pochodzenia.	Concluding the preliminary electricity and certificates of origin sale contract.
21	Zawarcie umowy przyłączeniowej z OSD/OSP.	Concluding the connection agreement with the distribution system / transmission system operator (DSO / TSO).
22	Uzyskanie pozwolenia (pozwoleń) na budowę.	Obtaining the building permit
23	Pozyskanie promesy kredytu bankowego lub innej gwarancji finansowania projektu.	Obtaining a promise of a bank loan or other guarantee of project funding.
24	Zmiana właściciela spółki projektowej (typowy moment wejścia inwestora branżowego lub finansowego) i związane z tym procedury transakcyjne (kontraktacja, due diligence, zabezpieczenie ryzyk, strukturyzacja transakcji).	Change to the project company owner (typical moment when a sector or financial investor joins the company) and related transaction procedures (contract award procedures, due diligence review, risk hedging, transaction structuring).
25	Realizacja procesu budowlanego.	Implementation of the construction process.
26	Uzgodnienie instrukcji współpracy z OSD/OSP.	Agreeing on the co-operation instructions with the DSO/TSO.
27	Uzyskanie koncesji na wytwarzanie energii.	Obtaining the energy generation license.
28	Uzyskanie pozwolenia na użytkowanie obiektu.	Obtaining the occupancy permit.

Finansowanie
Financing

Realizacja
Implementation



Germanischer Lloyd Garrad Hassan (GL GH) zapewnia wsparcie projektów wiatrowych na każdym etapie ich rozwoju, dlatego nasza firma ma możliwość obserwowania zmian zachodzących na rynku. Jednym z takich obserwowanych trendów jest zwiększenie zainteresowania prognozowaniem krótkoterminowym (ang. „short-term forecasting”), czyli najprościej mówiąc, przewidywaniem prędkości i kierunku wiatru, a co za tym idzie, także wielkości produkcji energii elektrycznej, którą wytworzy dana farma wiatrowa.

Na wspomniany wzrost zainteresowania usługą wpływa co najmniej kilka istotnych czynników. Można tu wskazać przede wszystkim rosnącą moc źródeł wiatrowych przyłączanych do sieci energetycznej, a w konsekwencji zwiększający się wpływ, jaki owe źródła mogą wywierać na sieć. Z kwestią wpływu na sieć wiąże się również fakt, że operatorzy systemów energetycznych coraz częściej wymagają dostarczania mierzalnych danych prognostycznych, dotyczących przyłączonych elektrowni wiatrowych. Dzięki temu możliwe jest właściwe zarządzanie innymi instalacjami wytwarzającymi (takimi jak elektrownie konwencjonalne), jak i samym systemem przesyłowym. Dodatkowo, zwiększająca się świadomość możliwości, jakie daje prognozowanie sprawia, że właściciele dostrzegają możliwości bardziej efektywnego wykorzystania dostępnego potencjału wiatru, na przykład w kontekście planowania serwisów czy przeglądów. Oczywiście sprawą jest, że w interesie właściciela leży także zaplanowanie tych robót, aby związane z nimi straty produkcji, a więc i przychodu, były jak najmniejsze. Dlatego, najbardziej logicznym rozwiązaniem jest prowadzenie prac wymagających wyłączenia turbiny w okresach o niskiej wietrzności. Nie sposób także nie wspomnieć o czynnikach ekonomicznych, gdyż prognozowanie może być także szansą na zwiększenie dochodu operatora farmy wiatrowej (poprzez przejście z modelu sprzedaży energii, opartego o umowę długoterminową, na obrót na towarowej giełdzie energii), co jest bardzo istotne w obecnych, coraz trudniejszych warunkach rynkowych. Profesjonalne prognozowanie opiera się na wielu elementach, takich jak różnorodne numeryczne modele meteorologiczne i dane operacyjne. Prognoza powinna uwzględniać nie tylko warunki meteorologiczne na danym obszarze, ale również lokalne warunki terenowe, układ farmy wiatrowej czy rodzaj i parametry zastosowanych turbin. Końcowym efektem prognozowania jest przedstawienie spodziewanych wartości produkcji energii w nadchodzącym okresie, wraz z określeniem poziomu niepewności prognozy.

Podsumowując, nowoczesne techniki prognozowania krótkoterminowego mogą być bardzo użyteczne dla wszystkich uczestników rynku energetyki wiatrowej – właścicieli projektów i zarządzających farmami, przedsiębiorstw energetycznych, operatorów sieci, czy podmiotów finansujących. Dlatego wydaje się, że warto zainteresować się zagadnieniami związanymi z prognozowaniem krótkoterminowym, gdyż związane z nim korzyści mogą być zarówno praktyczne, jak i bardzo wymierne.



Łukasz Sikorski

Independent Engineering Group,
GL Garrad Hassan

Germanischer Lloyd Garrad Hassan (GL GH) is providing support at every stage of the development and operation of wind projects. It therefore has an unique insight into the changes that are occurring in the market. One of the trends recently observed is a growing interest in short-term forecasting, a technique which could be defined as predicting wind speed and its direction in order to produce electricity production forecasts for any given wind farm.

The afore-mentioned rising interest in forecasting services could be occurring for a number of important reasons. First of all, the amount of wind generated power connected to the grid is still increasing, so the impact which wind generation has on the electric power system is also increasing. As this influence is becoming more and more significant, power operators are more often demanding reliable forecasting information concerning wind farms that are connected to the grid. Thanks to this, other generation

installations (such as conventional power plants and the distribution grid itself) could be properly managed. Additionally, wind farm owners' growing awareness of how forecasting could allow wind potential to be harnessed efficiently means that forecasting methods are increasingly being used as tools for the scheduling of maintenance and servicing works. It is obvious that it is in the wind farm owner's interests to plan works in a manner that ensures minimum production (and income) losses. Therefore, the most logical solution is to carry out works that require the turbines to be switched off during low wind periods. Economical issues are also a factor, as forecasting is also a chance to increase wind farm owners' incomes (achieved by selling the produced electricity on the energy trading market rather than via a long-term bilateral power purchase agreement), which is very important considering the currently hostile market conditions.

Professional forecast is based on multiple elements, such as different numerical meteorological models and operational data. Furthermore, a proper forecast should consider not only the meteorological conditions in the wind farm area, but also the terrain conditions, turbine layout(s) and type(s), and the parameters of the installed turbines. The final forecasting result is of course the presentation of expected values of energy production in the forthcoming period, together with a description of the uncertainty of such a prediction.

To conclude, the state of the art short-term forecasting techniques could be very useful for all the parties engaged in the wind energy market – project owners, wind farm managers, power utilities, grid operators or lending institutions. Therefore, short-term forecasting is something worth focussing on, as it could result in both practical and measurable financial benefits.

6 Bariery inwestycyjne – Polska na tle UE³³

6.1 Bariery administracyjne Administrative barriers

Pod względem barier administracyjnych Polska nie wyróżnia się spośród innych państw Unii Europejskiej. Proces od momentu podjęcia decyzji o budowie elektrowni wiatrowej do jej uruchomienia w całej Unii jest zbliżony i opiera się na uzyskaniu dwóch głównych pozwoleń. Pierwsze z nich to pozwolenie na budowę, drugie dotyczy natomiast podłączenia elektrowni do sieci energetycznej. Różnice między formalnościami w różnych państwach wynikają z wymogów w zakresie dokumentów i analiz, jakie są wymagane do uzyskania obu pozwoleń, a także z terminów, w jakich urzędy są zobowiązane rozpatrzyć wniosek.

Do najczęściej wymienianych barier inwestycyjnych w UE zalicza się ponadto procedury związane z uzyskaniem oceny wpływu inwestycji na środowisko oraz z planem zagospodarowania przestrzennego. Istotną techniczną przeszkodą jest również przestarzała infrastruktura sieci elektroenergetycznej, która jest przystosowana bardziej do przesyłania energii z małej ilości dużych źródeł (elektrownie konwencjonalne i atomowe), niż wielu mniejszych. Znaczna część inwestycji została też spowolniona przez pozwy sądowe i działania organizacji pozarządowych. Diagnoza polskich, aktualnie postrzeganych przez uczestników rynku za najistotniejsze bariery inwestycyjnych, w dużym stopniu pokrywa się z tendencją europejską.

Dla projektów morskich farm wiatrowych, jako stosunkowo nowych obszarów działalności, istotne ograniczenia inwestycyjne to brak wystarczających regulacji prawnych, niewystarczający system wsparcia inwestycji offshore, brak doświadczonych służb administracyjnych oraz niejasne wymagania środowiskowe. W ostatnim czasie ministerstwo środowiska oraz ministerstwo rolnictwa i rozwoju wsi zgłosiły zastrzeżenia, co może skutkować odmową wydania pozwoleń na wznoszenie sztucznych wysp w niektórych lokalizacjach i wpłynąć hamująco na dalsze prowadzenie projektów offshore.

Do najważniejszych ograniczeń w rozwoju podsektora zaliczyć należy ponadto brak unormowań prawnych dotyczących obowiązku przeprowadzenia niezbędnych inwestycji w zakresie rozbudowy infrastruktury sieciowej przystosowanej do odbioru energii z elektrowni zlokalizowanych w polskiej strefie ekonomicznej Bałtyku.

Investment barriers – Poland in the context of European Union³³

As far as administrative barriers are concerned, Poland does not stand out among other European Union Member States. The process that begins with the decision concerning the construction of a wind farm and ends with putting the farm into service is similar throughout the entire European Union, and it relies on two essential permits that need to be obtained: the first being the construction permit, and the second allowing for farm connection to the power grid.

Differences in formalities between individual countries lie in documents and analyses required to obtain the said permits, and in deadlines by which authorities are obliged to examine the application.

The most frequently mentioned investment barriers in the EU also comprise procedures related to obtaining environmental impact assessment for the investment, and the land development plan. An outdated power grid infrastructure also constitutes a major technical obstacle, as it is designed to transmit energy from a few large sources (conventional and nuclear power plants) rather than from a large number of small sources. A large number of investments have also been slowed down because of lawsuits and NGO actions. The diagnosis of Polish investment barriers that market players currently perceive as the most obtrusive largely corresponds to the European tendencies.

As far as offshore wind farm projects are concerned, since such projects constitute a relatively new area of operations, key investment limitations include absence of sufficient legal regulations, insufficient aid system for offshore investments, absence of experienced administrative personnel, and unclear environmental requirements. Recently, the Ministry of the Environment and the Ministry of the Agriculture and Rural Area Development made their reservations. This may result in the refusal to issue permits for the construction of artificial islands in some locations and hinder the further implementation of offshore projects.

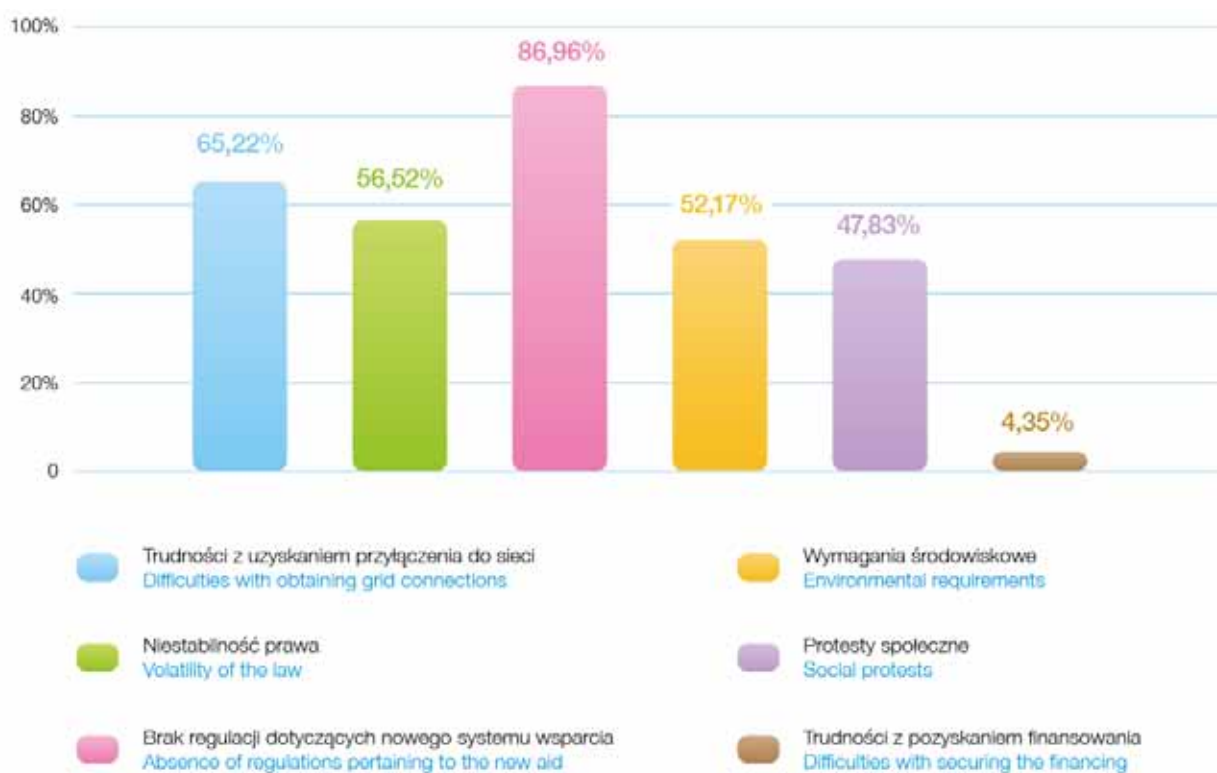
Furthermore, the most important limitations to the subsector development include the lack of legal regulations governing the obligation to perform necessary investments in the field of the development of the grid infrastructure adapted to collect power from power plants located in the Polish Baltic economic zone.

³³ Na podstawie „WindBarriers: Administrative and Grid Access barriers to wind power”, The European Wind Energy Association, lipiec 2010

³³ According to „WindBarriers: Administrative and Grid Access Barriers to Wind Power”, The European Wind Energy Association, July 2010



Główne bariery rozwoju rynku wiatrowego w Polsce (po 3 wskazania każdego ankietowanego)
Main barriers to the wind market development in Poland (3 indications per responder)



★ źródło: sondaż TPA Horwath, niereprezentatywna próba inwestorów branżowych
source: TPA Horwath survey, non-representative sample group of wind investors

6.2 Rynek energii wiatrowej Wind energy market

Europejski sektor energii wiatrowej jest światowym liderem w tej branży. Ponad 48% europejskich przedsiębiorstw prowadzi działalność również poza UE., delegując tam około 20.000 pracowników. Z dziesięciu największych producentów turbin wiatrowych na świecie czterech ma siedzibę w UE, a z dziesiątki największych deweloperów aż połowa mieści się we Wspólnocie. Cały sektor wypracował w 2010 r. 0,26% PKB Unii Europejskiej jednocześnie płacąc 3,59 mld EUR podatków.³² UE nie jest jednak jednorodnym uczestnikiem rynku. Pod względem rozwoju energetyki wiatrowej państwa

The European wind energy sector is a global industry leader. More than 48% of European companies also operate outside the EU, delegating about 20,000 employees to non-EU locations. Four out of ten largest wind turbine manufacturers worldwide are domiciled in the EU, and half of the 10 largest developers are located in the Community. In 2010 the entire sector generated 0.26% of the EU GNP, while at the same time paying 3.95 billion EUR in taxes.³² However, European Union is not a homogeneous market player. In the context of wind energy development, EU Member States may be classified

³² Green Growth - The impact of wind energy on jobs and the economy, a report by the European Wind Energy Association, marzec 2012, str. 6 i nast.

³² Green Growth - The impact of wind energy on jobs and the economy, a report by the European Wind Energy Association, marzec 2012, str. 6 i nast.

UE podzielić można na 4 grupy: rynki rozwinięte, rosnące, wschodzące i niewykorzystywane. Podział oparty został o kryteria łącznej mocy zainstalowanych siłowni wiatrowych, stopień penetracji i potencjał rozwoju rynku. Polskę zalicza się do grupy rynków wschodzących, czyli takich, gdzie moc zainstalowana nie jest znaczna, energetyka wiatrowa znajduje się w początkowej fazie rozwoju, ale dostrzega się istotne postępy w tempie rozwoju rynku przy znacznym potencjale ekonomicznym. Z różnic w stopniu rozwoju energetyki wiatrowej wynikają różnice w problemach, na jakie napotykają inwestorzy. Na rynkach już rozwiniętych, mimo istnienia transparentnych procedur, dużym utrudnieniem okazują się opóźnienia i brak terminowości urzędów przy wydawaniu niezbędnych pozwoleń. Natomiast charakterystyczną barierą dla rynków wschodzących jest brak przejrzystych i stabilnych regulacji prawnych.

into four groups: developed markets, growing markets, emerging markets and unexploited markets. The classification is based on the criteria of aggregate capacity of installed wind farms, the degree of penetration, and the market development potential. Poland is included in the emerging markets group, i.e. the group of markets where installed capacity is not substantial, and wind energy sector is at the preliminary phase of development but significant progress is made with regard to the market development pace. Differences in the level of development of wind energy sector reflect on the differences in the problems encountered by the investors. In the developed markets, despite existence of transparent procedures, delays and lack of timeliness of authorities with regard to issuing the required permits seem to constitute a major problem. In case of emerging markets, on the other hand, absence of transparent and stable legal regulations constitutes a specific barrier.

Wento jest spółką celową funduszu Enterprise Investors, który przeznaczył od 40 do 60 mln EUR na realizację lądowych projektów wiatrowych w dwóch rundach po 200-250 MW każda na przestrzeni najbliższych 6-7 lat. W ten sposób zamierzamy dwukrotnie użyć naszego kapitału. Po pierwszej rundzie przystąpimy do realizacji projektów wiatrowych także poza Polską. Poszukujemy projektów, które zrealizujemy pod względem budowlanym i komercyjnym, a następnie odsprzedamy inwestorom długoterminowym. W związku z tym jesteśmy zainteresowani projektami z pozwoleniem na budowę lub tuż przed jego uzyskaniem. W tym drugim przypadku niezbędne minimum musi obejmować podpisaną umowę przyłączeniową, uchwalony plan zagospodarowania przestrzennego oraz wydaną decyzję lokalizacyjną. Wykorzystując własne doświadczenie chcemy mieć wpływ na dobór sprzętu, końcową fazę projektowania inwestycji i sam proces budowlano-montażowy.

W kontekście planowanej ustawy o OZE pozytywnie oceniam przyszłość polskiego rynku energii wiatrowej, choć nie jesteśmy zachwyceni sposobem wprowadzania tak wrażliwych zmian. Pierwsza propozycja ustawy z końca 2011 r. była według mnie nieprzemyślana i niepotrzebna. W obecnym projekcie dostrzegam jeden podstawowy mankament, który bezwzględnie należy poważnie przedyskutować, a mianowicie brak indeksacji opłaty zastępczej. Bez mechanizmu waloryzacji stracimy stabilność i przewidywalność cash flow, co znacząco obniży komfort i atrakcyjność inwestowania. Ustawodawca powinien również rozważyć konieczność uregulowania możliwości instalowania w Polsce używanych turbin wiatrowych, wprowadzając minimalne wymogi dotyczące efektywności i jakości tych urządzeń.



Wojciech Cetnarski

Prezes Zarządu
President of the Management
CEO
Wento Sp. z o.o.

Wento is a special purpose vehicle of the Enterprise Investors fund that earmarked EUR 40 to 60 million for the implementation of onshore wind projects in two rounds of 200-250 MW each within the upcoming 6-7 years. This way, we are going to use our equity twice. After the first round is completed, we will commence wind projects outside of Poland, too. We are looking for projects to be implemented by us in construction and commercial terms. Then, we will sell them to long-term investors. Therefore, we are interested in projects for which the building permit has already been issued or is to be issued soon. In the latter case, the necessary minimum must comprise the signed connection agreement, approved master plan and the issued location decision. Relying on our own experience, we want to decide about the equipment selection, final investment designing stage as well as the construction and installation process itself.

In the context of the planned RES Act, I am of the opinion that the future of the Polish wind energy market has positive prospects although we are not delighted with the method of implementing such sensitive changes.

In my opinion, the first bill proposed in late 2011 was ill-considered and unnecessary. I can see one basic drawback in the current bill that should absolutely be thoroughly discussed, namely the lack of the substitution fee review. Without any review mechanism, we will lose the stability and predictability of cash flows and this will considerably reduce the comfort and attractiveness of investing. The legislator should also consider the need to regulate the possibility of installing second-hand wind turbines in Poland and introduce minimum requirements as to the effectiveness and quality of such devices.

7 Wybrane kwestie podatkowe

Selected Tax Aspects

7.1 Podatek od nieruchomości Property tax

W obecnym stanie prawnym, pomimo wcześniej istniejących wątpliwości, opodatkowaniu podatkiem od nieruchomości podlegają wyłącznie części budowlane turbozespołów, czyli fundament z pierścieniem oraz wieża. Zarówno organy podatkowe, jak i sądy administracyjne są zgodne w tym zakresie. We wrześniu ubiegłego roku Trybunał Konstytucyjny wprost stwierdził³³, że opodatkowaniem podatkiem od nieruchomości podlegają jedynie budowle objęte definicją zawartą w ustawie z dnia 7 lipca 1994 r. - Prawo budowlane, a wykładnia rozszerzająca jest niedopuszczalna. Tym samym wątpliwości dotyczące zakresu opodatkowania podatkiem od nieruchomości zostały ostatecznie rozwiązane.

Z badań autorów raportu wynika, iż pomimo w miarę jednorodnego podejścia zarówno władz podatkowych, jak i inwestorów do opodatkowania podatkiem od nieruchomości jedynie części budowlanych turbozespołu, w praktyce dochodzi do znacznych różnic wartościowych w opodatkowaniu farm podatkiem od nieruchomości. Wynikają one głównie z różnic technologicznych w zakresie konstrukcji i montażu wieży. W większości przypadków wartość budowlana turbozespołu (fundament z wieżą) nie przekracza 20% wartości inwestycji ogółem, niemniej w przypadku wież budowanych z materiałów nowej generacji, wyposażonych w nowoczesne elementy konstrukcyjno-użytkowe (np. winda), udział wartości części budowlanych w całości może osiągać znacznie wyższe wartości.

Within the existing legal framework, despite previously existing uncertainty, property tax is charged exclusively on structural portions of turbine sets, i.e. the foundation with the ring and the tower. The position of both tax authorities and administrative courts is unanimous in that regard. In September 2011 the Constitutional Tribunal stated explicitly³³ that property tax shall only be charged on constructions included in the definition stipulated in the Construction Law of 7 July 1994, and that an extensive interpretation is inadmissible. Thus, any doubts regarding the scope of property tax assessment were ultimately dispelled.

Research conducted by the authors of the report indicates that despite the relatively uniform position of both tax authorities and investors regarding the property tax assessment on the structural components of the turbine set only, in practice the values of property taxes assessed in respect of wind farms differ substantially. The differences arise primarily from technological differences concerning the tower construction and assembly. In most cases, the structural value of the turbine set (foundation and tower) does not exceed 20% of the total investment value; however, in the case of towers that are built using the latest materials, equipped with modern structural and utility components (e.g. an elevator), the share of structural components' value in the total value of the investment may be much higher.

7.2 Amortyzacja elektrowni wiatrowych Wind farm depreciation

Wydatki poniesione na turbiny wiatrowe podlegają zaliczeniu do kosztów podatkowych poprzez odpisy amortyzacyjne. Mimo iż aktualny kształt przepisów podatkowych nie nastręcza istotnych wątpliwości, w praktyce organów skarbowych mnożą się interpretacje dotyczące stawek, jakie należy zastosować dla amortyzacji siłowni wiatrowych. Przedmiotem częstych sporów jest, czy dla celów amortyzacji turbinę wiatrową traktować należy jako całość, czy też dokonać jej podziału na część budowlaną i niebudowlaną i do wydzielonych części zastosować przypisane im stawki amortyzacyjne. Podział tego rodzaju nie znajduje podstawy

Expenditure incurred in relation to wind turbines is tax deductible in the form of depreciation write-offs. Even though the current form of tax regulations does not give rise to any material doubts, in practice tax authorities offer multiple interpretations with regard to the rates applicable to wind farm depreciation. It is often disputable whether, for depreciation purposes, a wind turbine should be treated as a whole or it should be divided into a structural and non-structural portion, with respective write-off rates applicable to the separated portions. This kind of a separation has no legal grounds, and is an expression of the tax authorities' unauthorized application of the concept

³³ Zob. Wyrok Trybunału Konstytucyjnego z dnia 13 września 2011 r. sygn. akt. P 33/09

³³ See: judgment of the Constitutional Tribunal of 13 September 2011, file ref. P 33/09

prawnej i stanowi wyraz nieuprawnionego stosowania przez władze podatkowe koncepcji podziału obiektu dla potrzeb podatku od nieruchomości per analogiam dla celów amortyzacyjnych w podatku dochodowym. Przepisy o podatkach dochodowych wymagają, aby przedmiot amortyzacji był kompletny i zdolny do użytku w dniu przyjęcia do używania. Sama rotor bez wieży lub sama wieża nie spełniają tego warunku. Ponadto, zgodnie z Klasyfikacją Środków Trwałych (KŚT) stanowiącą systemowe rozwinięcie ustawy podatkowej w zakresie amortyzacji, turbina wiatrowa stanowi jeden środek trwały (KŚT 346) obejmujący cały „zespół prądotwórczy wiatrowy”, do której należy zaliczyć również wieżę, pierścień i fundament. Zatem jej amortyzacja powinna przebiegać według metody liniowej stawką 7% lub degresywnej z zastosowaniem współczynnika 2,0 (stawka 14%). Tymczasem organy podatkowe często rozstrzygają, iż elementy budowlane elektrowni wiatrowej powinny być amortyzowane liniowo stawką w wysokości 4,5% (jako budowle mieszczące się w grupie 2 KŚT), natomiast część elektro-techniczna (jako urządzenie z grupy 3 KŚT) stawką 7% (metoda liniowa) lub 14% (metoda degresywna). Takie stanowisko dominuje niestety w najnowszych indywidualnych interpretacjach prawa podatkowego.

of structure division for the purposes of property tax per analogiam to depreciation purposes in income tax. Income tax regulations require that the subject of depreciation is complete and operable on the date of its acceptance for use. A rotor without a tower or a tower by itself does not meet that requirement. Moreover, according to the Fixed Assets Classification (FAC) constituting a systemic extension of the tax act for depreciation, a wind turbine constitutes a single fixed asset (FAC 346) comprising an entire “wind power generation set” that includes the tower, the ring and the foundation. However, tax authorities often decide that structural components of a wind power plant should be depreciated applying a linear method at the 4.5% rate (as structures included in Group 2 of the FAC), whereas the electrical and technical component (as a device included in Group 3 of the FAC) should be depreciated at 7% rate (linear method) or 14% (degressive method). Sometimes authorities represent extreme positions, claiming that an entire wind turbine constitutes a FAC Group 2 structure subject to the linear depreciation at 4.5% rate. The two latter variants should be considered unjustified in the context of existing legal regulations.

7.3 VAT przy dostawie z montażem od zagranicznego przedsiębiorcy VAT in case of deliveries with installation from foreign businesses

Przedsiębiorca, który nabywa od zagranicznego kontrahenta turbiny wiatrowe wraz z ich montażem ma obowiązek opodatkowania takiej transakcji. W takim przypadku miejscem opodatkowania dostawy towarów, które są instalowane lub montowane, z próbnym uruchomieniem lub bez niego, przez dokonującego dostawy lub przez podmiot działający na jego rzecz – jest miejsce, w którym towary te są instalowane lub montowane. Zatem taka dostawa będzie opodatkowana w Polsce, gdyż na terenie tego kraju UE dostawca instaluje turbinę wiatrową, a podmiotem zobowiązanym do rozliczenia podatku, na zasadzie samonaliczenia, jest nabywca. W takiej sytuacji zagraniczny kontrahent nie ma obowiązku rejestracji dla celów VAT w Polsce. W praktyce należy jednak liczyć się z ryzykiem sporu z władzami podatkowymi w zakresie próby uznania takiej transakcji jako usługi związanej z nieruchomościami. Wówczas dostawca turbiny, jeśli byłby zarejestrowany na VAT w Polsce, powinien opodatkować transakcję podatkiem VAT i udokumentować fakturą, a nabywca miałby prawo do odliczenia podatku wykazanego na fakturze. Zważywszy, że potencjalne finansowe konsekwencje z tego tytułu mogą być istotne, należy każdorazowo zbadać indywidualne cechy transakcji na podstawie dostępnej dokumentacji.

As of 1 April 2011 a business operator who purchases wind turbines, including the installation, from a foreign contractor, is obliged to pay tax on that transaction. In such cases, the tax on the delivery of the merchandise that is installed or assembled, with or without a test run, by the supplier or their agent, is assessed at the location where the merchandise is installed or assembled.

Hence, such deliveries will be taxed in Poland, since the supplier installs the wind turbine in the territory of this UE State, and the party obliged to settle the tax, applying the reverse charge principle, is the buyer. In that situation, the foreign business partner is not obliged to register in Poland for VAT purposes. However, in practice, there is a risk of dispute with tax authorities regarding attempts to classify such transactions as a real property-related service. In such cases, the turbine supplier, if registered in Poland for VAT purposes, should assess VAT on the transaction and produce an invoice to document the same, and the buyer would be entitled to deduct the tax shown on the invoice. Since potential financial consequences of such operations may be substantial, specifics of a given transaction should be examined on a case-by-case basis, taking into consideration the existing records.

7.4 Optymalizacja opodatkowania sprzedaży certyfikatów Optimization of Certificate Sales Taxation

Sprzedaż certyfikatów pochodzenia na ogół kontraktowana jest wraz ze sprzedażą energii elektrycznej (CPA + PPA) bezpośrednio między producentem energii i zobowiązanym odbiorcą, najczęściej zakładem energetycznym, czasem firmą tradingową. Jako że certyfikaty pochodzenia stanowią prawo majątkowe, są odrębnym od energii (towar) przedmiotem obrotu i jako taki oferują interesujące możliwości optymalizacji po stronie podatku dochodowego od osób prawnych. Osiągnięcie wymiernych oszczędności wymaga pewnej elastyczności przy kontraktacji CPA oraz odpowiedniego planowania podatkowego.

Certificate of origin sales are generally contracted together with power sales (Certificate Purchase Agreements [CPA] + Power Purchase Agreements [PPA]) directly between the energy producer and an obligated customer i.e. most often a power company or sometimes a trading company. Since certificates of origin constitute a property right, they are traded separately from power (the merchandise), and as such offer interesting possibilities in the context of corporate income tax optimization. Measurable savings can be achieved if certain flexibility is applied to CPA contracting and proper tax planning is involved.

7.5 Zarządzanie ryzykiem podatkowym Tax Risk Management

Projekty wiatrowe są na ogół dewelopowane w spółkach celowych (SPV), których udziały stają się następnie przedmiotem obrotu, np. w procesie pozyskiwania inwestora strategicznego lub sprzedaży projektu. Taka sytuacja implikuje szereg zagadnień i ryzyk podatkowych. Jednym z nich jest kwestia finansowania poszczególnych etapów inwestycji długiem, gdzie w przypadku finansowania przez udziałowców SPV kluczowe są regulacje dotyczące niedostatecznej kapitalizacji i cen transferowych, a w przypadku zagranicznych inwestorów również problematyka rezydencji podatkowej i podatku źródłowego. Ponadto SPV najczęściej korzysta z usług, w tym także niematerialnych (doradczych) świadczonych przez podmioty z nią powiązane, co wiąże się z szczególnymi obowiązkami w zakresie dokumentacji ich wykonania i cen transferowych. Wskazane jest również dochowanie należytej staranności w przedmiocie ustalania warunków transakcji oraz unikanie świadczeń częściowo lub całkowicie nieodpłatnych, które kreują poważne ryzyko podatkowe dla obu stron. Z uwagi na odpowiedzialność SPV i jej zarządu, a w pewnym stopniu także wspólników, za historyczne zaległości podatkowe, przed nabyciem udziałów w SPV inwestor powinien przeprowadzić analizę ewentualnych zagrożeń podatkowych i ich wpływu na wartość projektu (*due diligence*).

Wind projects are generally developed by Special Purpose Vehicles (SPV) whose shares are subsequently traded when a strategic investor is sought or the project is sold. A procedure like that implies a number of issues and tax risks. Those are related, for example, to cases of financing individual investment stages with debt, where thin capitalization and transfer pricing regulations are crucial for SPV shareholders, or cases involving foreign investors where the issues of tax residence and withholding tax also come to play. Moreover, a SPV usually uses services - including intangible (consulting) services - offered by its related parties, which involves specific obligations with regard to documenting the performance of such services and transfer pricing. Due diligence is also advisable when it comes to setting out transaction terms and avoiding services rendered partially or entirely free of charge, since they create material risk for both parties. Considering the responsibility that the SPV and its management board, and, to a certain degree, also its shareholders, hold for historical tax arrears, an investor should analyze potential tax risks and their impact on the project value (due diligence analysis) prior to acquiring shares in an SPV.

8 Rentowność projektów wiatrowych

8.1 Rentowność projektów wiatrowych Wind project profitability

Liczba inwestycji w farmy wiatrowe w Polsce, z roku na rok rośnie co oznacza, że dotychczas warunki rozwoju tego sektora były atrakcyjne. Na koniec pierwszego półrocza 2012 roku, funkcjonowało 619 koncesjonowanych instalacji wiatrowych o łącznej zainstalowanej mocy 2 188,94 MW³⁴. Oznacza to wzrost zainstalowanej mocy o nieco ponad 35% w porównaniu do roku 2011 i aż o 58% w porównaniu do analogicznego okresu 2011 roku. Aż 44% zainstalowanej mocy w Polsce zlokalizowane jest w województwach zachodniopomorskim oraz pomorskim. Duża popularność inwestycji wiatrowych w ostatnich latach wynikała głównie z faktu postrzegania ich jako relatywnie stabilnej lokaty kapitału ze stosunkowo wysoką stopą zwrotu. Niestety, planowane zmiany w polityce klimatycznej Unii Europejskiej oraz polskim prawie energetycznym mogą spowodować, iż sytuacja w branży energetyki wiatrowej diametralnie się zmieni. W świetle przyszłych zmian regulacji dotyczących systemów wsparcia, opisanych w punkcie 7 rozdz. 2, prognozowanie opłacalności projektów wiatrowych staje się szczególnie trudne, a niepewność w zakresie oceny rentowności projektów wiatrowych przekłada się na tymczasowe wstrzymanie nowych inwestycji i odpływ inwestorów.

8.2 Nakłady inwestycyjne Investment expenditures

Farmy wiatrowe są inwestycjami wysoce kapitałochłonnymi, w związku z czym koszty rozwoju inwestycji są jednym z kluczowych elementów analizy rentowności przedsięwzięcia. Wysokie nakłady rekompensowane są stosunkowo niskimi rocznymi kosztami eksploatacji farmy wiatrowej, które stanowią ok. 3-4% kosztów inwestycyjnych (w skali roku). Z analizy danych rynkowych wynika, iż przeciętne nakłady inwestycyjne farm prowadzących działalność operacyjną kształtowały się na poziomie 6,0 mln zł w przeliczeniu na 1 MW mocy, natomiast przeciętne planowane nakłady farm będących w fazie rozwoju kształtują się na poziomie 6,6 mln zł na 1 MW. Należy pamiętać, że w zależności od wykorzystanych technologii czy wyboru lokalizacji farmy wiatrowej wartości te mogą się wahać od 4,4 mln aż do 8 mln zł za 1 MW mocy. Poniższy wykres prezentuje strukturę nakładów inwestycyjnych w oparciu o dane rynkowe wybranych projektów wiatrowych. Zdecydowaną większość ogólnych nakładów inwestycyjnych pochłaniają turbiny wiatrowe. W ostatnich

Wind project profitability

The number of investments in wind farms in Poland has been increasing from year to year, which means that, so far, this sector has enjoyed attractive conditions for development. At the end of the first half of 2012, there were 619 licensed wind installations in operation, with aggregate installed capacity of 2,188.94MW³⁴. This means a rise in installed capacity of slightly more than 35 percent compared to 2011 and a healthy 58-percent rise compared to the respective period of 2011. As much as 44 percent of the installed capacity in Poland is located within the provinces of Zachodniopomorskie and Pomorskie. The great popularity of wind investments in recent years resulted mainly from them being seen as a relatively stable form of capital investment with a relatively high rate of return. Unfortunately, the changes planned to the European Union climate policy as well as Polish energy law, may entail far-reaching consequences for the wind energy sector. In the view of the future changes to the regulations on support systems described in point 7 part 2, forecasting profitability of wind projects has become particularly difficult, and such uncertainty in profitability assessment of wind projects translates into a temporary freezing of new investments as well as investor withdrawal.

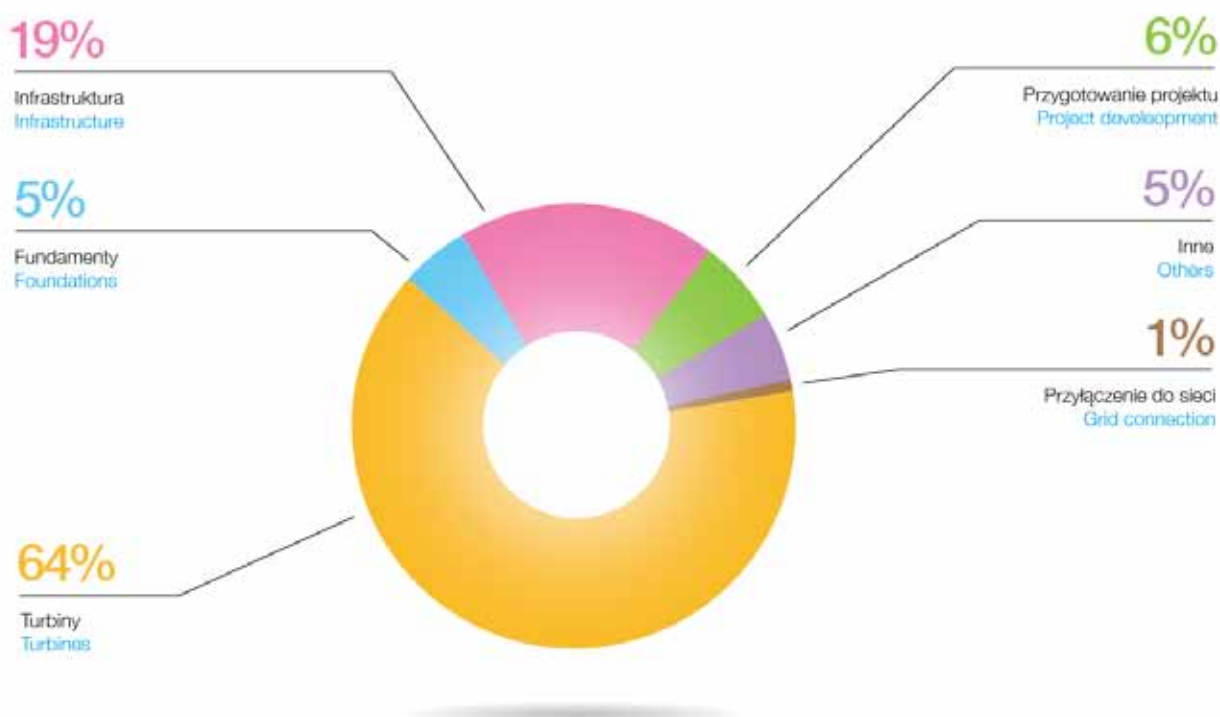
Wind farms are a highly capital intensive type of investment, which makes the development costs one of the key elements of business profitability analysis. High capital expenditures are offset by relatively low yearly operating costs of a wind farm, accounting for ca. 3-4 percent of the yearly investment costs. Market data analysis shows that average investment expenditures for wind farms in operation stood at 6.0 million PLN per 1 MW of capacity whereas average planned investment expenditures for farms in development equalled 6.6 million PLN per 1MW. One should bear in mind that, depending on the type of technology applied or the location site chosen for a wind farm, these values can oscillate between 4.4 million and the high level of 8.0 million PLN per 1MW. The chart below presents the structure of investment expenditures in wind farm projects, based on market data for specific projects. An overwhelming percentage of total investment expenditures is taken up by wind turbines. In recent years, there has been a moderate decline in their share in the overall structure of expenditures. Market data

³⁴ www.ure.gov.pl

³⁴ www.ure.gov.pl



Struktura nakładów inwestycyjnych Structure of investment expenditures



★ źródło: sondaż TPA Horwath, niereprezentatywna próba inwestorów branżowych
source: TPA Horwath survey, non-representative sample group of wind investors

latach zauważyć można nieznaczny spadek udziału tego kosztu w ogólnej strukturze nakładów. Z danych rynkowych wynika, iż stosunek ten wynosi obecnie średnio od 60% do 75% wartości projektu. Ceny turbin wiatrowych w okresie od 2009 roku spadły o około 20% a ich koszt aktualnie kształtuje się na poziomie 910 tys. euro w przeliczeniu na 1 MW³⁵. Należy mieć na uwadze, iż wybór turbin wiatrowych determinuje wysokość przyszłych przychodów oraz kosztów eksploatacji. Wybór droższych, bardziej niezawodnych turbin, wpłynie na obniżenie kosztów serwisowania, które mogą stanowić nawet do 90% kosztów zmiennej obsługi farmy wiatrowej. Niepewność inwestowania zwiększa również zmienność kursów walut a trzeba podkreślić, iż ceny turbin wiatrowych ustalane są zazwyczaj w euro. W okresie od września 2011 roku do sierpnia 2012 r., średni kurs euro wahał się od 4,0 euro/zł do 4,5 euro/zł. Średni kurs kształtował się na poziomie 4,3 euro/zł i odchyłał się o około 3%. Z uwagi na fakt, iż przychody ze sprzedaży energii generowane są w zł, a zakupy turbin oraz ich finansowanie jest dokonywane najczęściej w euro inwestor może być

show that the average level of this ratio is currently oscillating between 60 and 75 percent of the project value. Since 2009, the prices of wind turbines have fallen by ca. 20 percent, and now their cost stands at 910 thousand EUR/MW.³⁵ One should bear in mind that the choice of wind turbines determines the level of revenues and operating costs in the future. Choosing more expensive, but also more reliable turbines will result in lower service costs, which in the case of a wind farm may represent up to 90 percent of variable costs of maintenance. The uncertainty of investment is also increased by volatile currency exchange rates, and it has to be stressed that the prices of wind turbines are usually set in euro. Between September 2011 and August 2012, the EUR/PLN exchange rate oscillated from 4.0 to 4.5. The average exchange rate was 4.3 EUR/PLN and deviated by ca. 3 percent. Given that revenues from energy sale are generated in PLN, turbine purchases and their financing are usually made in EUR the investor should take into account the exposure to significant exchange rate risk and consider a strategy to hedge it.

³⁵ <http://www.bloomberg.com/news/2012-03-06/wind-turbine-prices-dropped-4-in-second-half-of-2011-bnef-says.html>

³⁵ <http://www.bloomberg.com/news/2012-03-06/wind-turbine-prices-dropped-4-in-second-half-of-2011-bnef-says.html>

zatem narażony na istotne ryzyko kursowe i powinien przemyśleć odpowiednią strategię zabezpieczającą. Koszty zakupu turbin mimo, iż stanowią zdecydowany udział nakładów inwestycyjnych nie wyczerpują zakresu analizy. Istotnym elementem są również koszty fundamentów oraz przygotowania infrastruktury. Koszty te w dużej mierze determinowane są wyborem lokalizacji oraz warunkami geotechnicznymi, a w zależności od wybranych warunków koszty te mogą stanowić od 5% nawet do 24% nakładów.

Kolejnym ważnym czynnikiem jest sam proces przygotowania inwestycji, który zajmuje średnio około 4 lata. Koszty z tym związane stanowią do 6% wartości nakładów i obejmują przede wszystkim opracowanie ekspertyz i przeprowadzenie procedur administracyjnych. Koszty te mogą wynieść obecnie do 400 tys. zł na 1 MW zainstalowanej mocy.

Wydatki na przyłączenie farmy do sieci energetycznej zależą w dużej mierze od jej odległości od GPZ. Szacowana wysokość nakładów ustalona została na poziomie 100 tys. zł za kilometr (badania przeprowadzone dla województwa zachodniopomorskiego), dlatego należy zwrócić szczególną uwagę na parametry infrastruktury energetycznej wybranej lokalizacji. Koszt przyłączenia nie powinien stanowić istotnego czynnika przy podejmowaniu decyzji. Szacuje się, że koszt ten stanowi jedynie od 1% do 2% nakładów inwestycyjnych.

Although the costs of turbine purchase constitute a substantial percentage of investment expenditures, they do not exhaust the scope of analysis. The costs of foundations as well as preparing the infrastructure are also crucial. These costs are mostly determined by the choice of location site and the quality of land. Depending on the specific conditions, they can range from 5 to even 24 percent of expenditures.

The very process of investment preparation, which takes on average ca. 4 years, is another significant factor. The costs related to it represent 6 percent of expenditures and include preparing expert studies and carrying out administrative procedures. These costs may currently amount to 400 thousand PLN per 1MW of installed capacity.

Expenditures on connecting the farm to the power grid strongly depend on its distance from the transforming/switching station. The estimated value of expenditures has been set at the level of 100 thousand PLN per 1 km (research done for the province of Zachodniopomorskie), therefore special attention should be paid to energy infrastructure parameters of the location site. The connection cost should not constitute a significant factor in the decision-making process. This cost is estimated to account for only 1 to 2 percent of investment expenditures.

8.3 Przychody

Analizując czynniki makroekonomiczne funkcjonowania farmy należy uwzględnić fakt, iż wysokość przychodów generowanych przez producentów uzależniona jest od ceny energii oraz wysokości opłaty zastępczej ustalanych przez Urząd Regulacji Energetyki. Wysokość opłaty zastępczej na rok 2012 została ustalona na poziomie 286,74 zł/MWh, a cena energii kształtuje się na poziomie 198,90 zł/MWh. Średnia cena świadectw pochodzenia (zielonych certyfikatów) ustalona w oparciu o średnioważony indeks OZEX_A za siedem miesięcy 2012 roku kształtowała się na poziomie 271,43 zł/MWh.

When analysing the macroeconomic environment in which a farm operates, one should take into account that the amount of revenues generated by producers depends on the price of energy and the level of the substitution fee, which are both set by the Energy Regulatory Office. The substitution fee for 2012 was set at 286.74 PLN/MWh and the price of energy stands at 198.90 PLN/MWh. The average price of the certificates of origin (green certificates), which is set based on the performance of the average weighted OZEX_A index in seven months of 2012, was 271.43 PLN/MWh.

Cena energii Price of energy	198,90 PLN/MWh
Średnia cena świadectw pochodzenia The average price of the certificates of origin	271,43 PLN/MWh
Razem / Total	470,33 PLN/MWh

Z przeprowadzonej analizy danych rynkowych wynika, iż średnio z 1 MWh wyprodukowanej energii przez lądowe farmy wiatrowe przychód wynosi około 462 zł, natomiast średnia produktywność farmy wynosi około 2 100 MWh rocznie, a zatem farma wiatrowa o wielkości 20 MW powinna przynosić przychody w wysokości 19,4 mln zł. Niestety w chwili obecnej trudno antycypować przyszłe ceny energii oraz certyfikatów, w związku z czym istotnie wzrasta niepewność w zakresie nie tylko warunków prowadzenia działalności, ale i również analizy rentowności. Biorąc pod uwagę obecną strukturę przychodów i fakt, że około 58% pochodzi ze sprzedaży certyfikatów, istotne jest również to, jak będzie ukształtowany sam rynek certyfikatów. Planowane zmiany regulacji prawnych³⁶ polegające m.in. na wprowadzeniu urzędowej ceny sprzedaży energii elektrycznej na poziomie 198,90 zł/MWh waloryzowanej corocznie o wskaźnik inflacji mogą doprowadzić do sytuacji, w której energia będzie sprzedawana po cenie niższej niż rynkowa. Z kolei opłata zastępcza ustalona została na poziomie 286,74 zł/MWh i nie będzie podlegała waloryzacji co może doprowadzić do spadku jej wartości. Zamrożenie łącznej ceny na poziomie ok 440 zł/MWh (dla nowych instalacji uruchamianych w 2013 roku) przyczyni się do istotnego ograniczenia poziomu przychodów w stosunku do obecnych rozwiązań. Takie rozwiązania mogą spowodować konieczność weryfikacji założeń odnośnie projektów wiatrowych w wyniku czego okazać się może iż część z nich będzie nieopłacalna. Poza czynnikami typowo makroekonomicznymi, pod uwagę należy wziąć również potencjalną produktywność farmy, a tu znaczenie ma przede wszystkim lokalizacja oraz rodzaj turbin. Należy pamiętać iż wydajność turbin wiatrowych nigdy nie będzie dokładnie taka, jak wskazuje producent. Pod uwagę należy wziąć okresy przestoju, prace serwisowe oraz warunki atmosferyczne.

The market data analysis shows that, on average, 1 MWh of energy produced in on-shore wind farms gives the revenue of 462 PLN whereas the average yearly productivity of such farm is ca. 2100MWh, so a 20MW wind farm should generate revenue of 19.4 million PLN. Unfortunately, the future prices of energy and certificates are difficult to anticipate at the moment, which significantly increases the uncertainty regarding not only the conditions of pursuing the business activity, but also profitability analysis. Taking into account the current structure of revenue and the fact that around 58 percent of it is generated by selling certificates, the way in which the market of certificates is going to be organized in the future becomes crucial as well. The changes planned to the relevant legal regulations,³⁶ including introducing the official selling price for electricity at the level of 198.90 PLN/MWh (adjusted yearly for inflation) , the substitution fee set at 286.74 PLN/MWh (no adjustment for yearly inflation) and system of coefficients could lead to a situation where energy is sold below the market price. Such regulation can cause freezing the total price at app. 440 PLN/MWh (for new installations launched in 2013) which will significantly contribute to limiting the revenues, compared to the solutions currently in place. Such measures may cause the necessity to review the assumptions underlying wind projects, which may further result in some of them being unprofitable. Apart from purely macroeconomic factors, the potential productivity of a wind farm should also be taken into account. Here, the location site and the type of turbines are the most essential factors. One should consider the efficiency of wind turbines will never be the same as indicated by the producer, as standstills, maintenance works and changeable weather conditions should all be taken into account.

8.4 Koszty Costs

Wyniki farm wiatrowych nie są zdeterminowane przez kształtowanie się cen podstawowych surowców, ponieważ w swojej działalności nie wykorzystują paliwa niezbędnego do wytwarzania energii. Jest to zdecydowana zaleta i przewaga elektrowni wiatrowych nad konwencjonalnymi źródłami energii. Koszty eksploatacji farmy wiatrowej są stosunkowo niskie w porównaniu do wysokości nakładów inwestycyjnych jakie należy ponieść. Operacyjne koszty wytworzenia energii w przeliczeniu na 1 MWh wyniosły nieco ponad 285 zł (z uwzględnieniem amortyzacji). Poniższy wykres przedstawia strukturę kosztów działalności farmy w oparciu o analizę danych ankietowych.

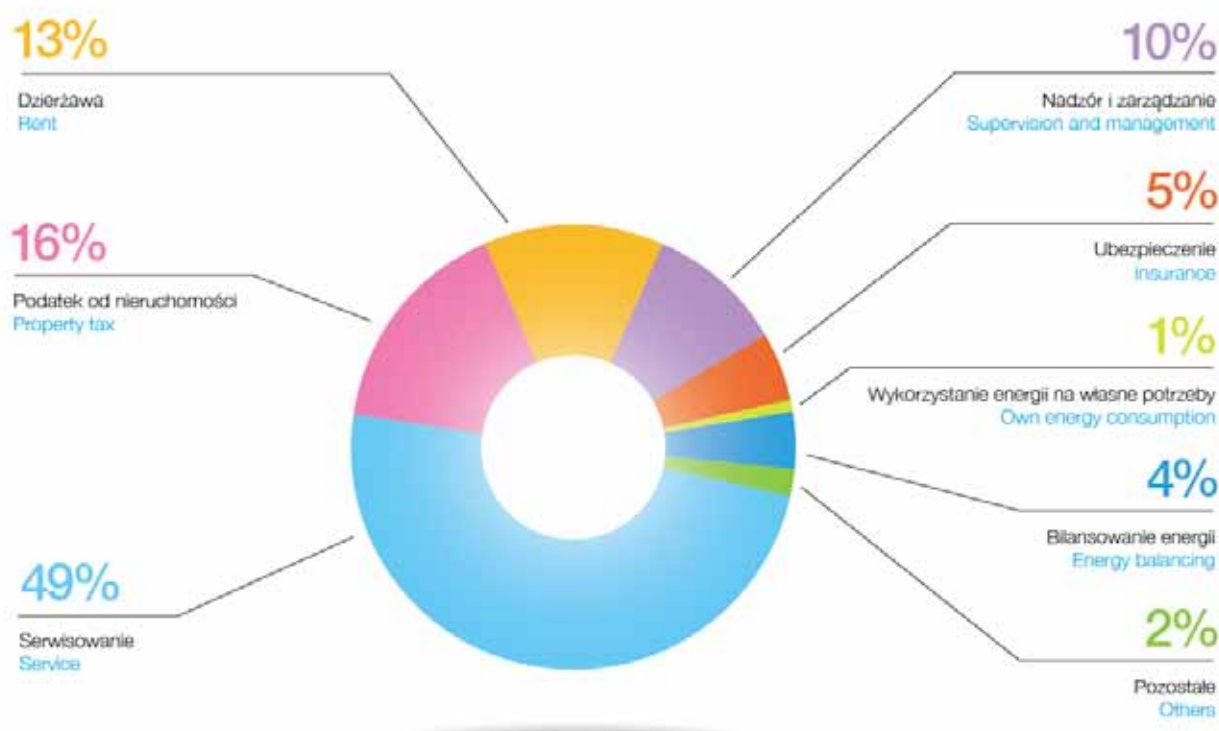
The performance of wind farms is not determined by prices of basic commodities, as farms do not use fuel for energy generation in their operation. It is a significant merit and advantage of wind power plants over conventional energy sources. The operating costs of a wind farm are relatively low compared to the level of investment expenditures to be incurred. The operating costs of energy generation per 1 MWh were slightly above 285 PLN (adjusted for depreciation). The chart below presents the structure of operating costs of a wind farm based on survey data analysis.

³⁶ <http://www.mg.gov.pl/files/upload/16573/ustawa%20-%20OZE%20-%202027.07.2012%20-%20konferencja.pdf>

³⁶ <http://www.mg.gov.pl/files/upload/16573/ustawa%20-%20OZE%20-%202027.07.2012%20-%20konferencja.pdf>



Struktura kosztów eksploatacji farmy wiatrowej Structure of wind farm operating costs



★ źródło: sondaż TPA Horwath
source: TPA Horwath survey

Głównym składnikiem kosztów zmiennych są koszty serwisowania farm wiatrowych (O&M). Wysokość tych kosztów w głównej mierze uzależniona jest od zastosowanych turbin wiatrowych. Za obsługę serwisową zazwyczaj odpowiedzialny jest dostawca turbin, a zatem warunki serwisowania ustalone są już na etapie zamawiania turbin. Koszty serwisowania mogą obejmować bieżące monitorowanie i nadzór, wymianę części czy przeprowadzanie napraw. Oczywiście zakres usług zależny jest od inwestora, a opłaty mogą być podzielone na część stałą i zmienną determinowaną ilością napraw. W praktyce, niższe stawki serwisowania proponowane są w pierwszych dwóch latach. Należy pamiętać, że wraz ze wzrostem jakości turbin spada prawdopodobieństwo usterek, co przekłada się na niższe koszty obsługi oraz wyższą produktywność farmy. W zależności od wybranego wariantu obsługi serwisowej koszty O&M mogą wynieść od 44 do 58 tys. euro za turbinę wiatrową rocznie. Warto pamiętać, że koszty serwisu, podobnie jak turbin wiatrowych, określane są najczęściej w euro, a przy obecnych wahaniach kursów walutowych może to istotnie wpłynąć na wysokość kosztów eksploatacyjnych farmy wiatrowej. Istotnym elementem analizy opłacalności farmy są koszty obsługi zobowiązań. Koszty finansowe w postaci odsetek od kredytów a także różnic kursowych mogą

Operation and maintenance costs (O&M) have the biggest share in variable costs of wind farms. Their level depends mainly on the type of wind turbines. Since maintenance service for turbines is usually provided by the supplier, its terms and conditions are agreed already at the moment of placing an order. O&M costs may include regular maintenance and administration, spare parts and repair. Obviously, the range of services available depends on the investor and the fee may be split into two parts: fixed and variable, the latter determined by the number of repairs. In practice, lower maintenance fees are usually offered in the first two years. One should bear in mind that a higher quality of turbines means a lower probability of faults, which translates into lower O&M costs and higher productivity of the farm. The O&M costs may range from 44 to 58 thousand EUR per turbine a year. It is worth mentioning that, just like the costs of wind turbines, O&M costs are usually quoted in euro, which, considering the current volatility of exchange rates, may considerably affect the level of wind farm's operating costs.

Liability servicing costs are another crucial element of profitability analysis of a wind farm. Financial costs, including interest on loans as well as exchange rate differences, may represent as much as 40 percent

stanowiąc nawet około 40% ogólnych kosztów działalności farmy. Wysokość tych kosztów silnie uzależniona jest od struktury finansowania, oprocentowania oraz udziału preferencyjnych źródeł kapitału. Z danych rynkowych wynika, iż wskaźnik ogólnego zadłużenia kształtuje się na dość wysokim poziomie 0,8 a to oznacza istotne ryzyko prowadzenia działalności i silne uzależnienie się od kredytodawcy. Średnioroczne oprocentowanie zadłużenia wyniosło około 6%. Należy zwrócić jednak uwagę, iż obecne warunki finansowania uległy pogorszeniu. Zauważalny jest wzrost oprocentowania dla nowych inwestycji do poziomu 7-9%, jak również wzrost wymogu udziału własnego do nawet 50%. W trakcie trwania całej inwestycji, inwestor zobowiązany jest do ponoszenia opłat z tytułu dzierżawy gruntu. Wysokość dzierżawy zależy przede wszystkim od indywidualnych ustaleń pomiędzy inwestorem a wydzierżawiającym. Koszt ten może wynosić rocznie około 25 tys. zł za 1 MW zainstalowanej mocy. Ryzyko związane z wysokością kosztu dzierżawy wynika przede wszystkim z charakteru umowy. W przypadku uzależnienia wysokości dzierżawy od przyszłej produktywności farmy, koszty istotnie wzrosną na etapie uruchomienia parku wiatrowego. Takie rozwiązanie może wpłynąć niekorzystnie na przyszłą rentowność projektu. Świadomość właścicieli ziemi w zakresie korzyści płynących z dzierżawy gruntu jest coraz większa, w związku z czym negocjują oni coraz lepsze warunki umów. Należy pamiętać, iż zabezpieczeniu podlegają nie tylko grunty zajęte bezpośrednio pod inwestycję, ale także grunty związane z całą infrastrukturą, tj. dojazdem do farmy, zlokalizowaniem linii energetycznych, GPZ lub służebnością dla śmigła, które może wykraczać poza obszar zajęty przez wiatrak.

of total operating costs of a farm. Their level strongly depends on the structure of financing, interest rate and share of preferential sources of capital. Market data indicate that the general debt ratio stands at a fairly high level of 0.8, and that means a considerable risk for pursuing the business activity as well as strong dependency on the lender. Average annual interest rate on debt was ca. 6 percent. Yet, one should consider the current, less favourable conditions of financing, with a noticeable rise in the interest rate for new investments to 7-9% and an increased share of the required own contribution, which can currently equal up to 50% of the investment.

Throughout the whole investment period, the investor is obliged to pay the land lease fee. Its level depends mainly on the individual agreement between the investor and the lessor. That cost may amount to ca. 25 thousand PLN per 1 MW of installed capacity. The risk related to the level of the land lease fee results mainly from the type of agreement. Should the land lease fee depend on the future productivity of the farm, the costs will rise significantly once the wind park is set in operation. This type of agreement may affect the future profitability of the project. As landowners become increasingly more aware of potential benefits resulting from land lease, they negotiate more favourable terms and conditions of lease agreements. One should bear in mind that, apart from the land earmarked for the investment site as such, landowners provide also the land for infrastructure including access to the farm, power lines, transformer/switching station, or easement to install a rotor blade in case it reaches beyond the area occupied by a wind turbine.

8.5 Analiza opłacalności inwestycji

Investment profitability analysis

Z przeprowadzonej analizy danych ankietowych wynika, że w dalszym ciągu istnieje istotne zróżnicowanie struktury kosztów inwestycyjnych dla realizowanych projektów. Średni poziom nakładów inwestycyjnych wybranych farm wiatrowych prowadzących działalność operacyjną wynosi od 6 do 6,6 mln zł w przeliczeniu na 1 MW zainstalowanej mocy. Średnia produktywność farm wiatrowych wyniosła około 2 100 MWh/MW. Koszty operacyjne wytworzenia energii w przeliczeniu na 1 MWh wyniosł nieco ponad 285 zł. Biorąc pod uwagę poziom szacowanych przychodów z 1 MWh, zysk ze sprzedaży 1 MWh wynosi około 177 zł. Należy wziąć pod uwagę fakt, iż powyższy koszt wytworzenia energii nie zawiera kosztów finansowania długu, a ten ze względu na wysokie nakłady inwestycyjne może stanowić nawet około 40% kosztów działalności. Przeprowadzona analiza wskazuje na zróżnicowaną strukturę finansowania projektów wiatrowych. Należy wziąć pod uwagę fakt, że często poziom długu wynika z pożyczek od jednostek powiązanych a zatem stanowi

The survey data analysis shows that the structure of investment costs for projects in development remains strongly differentiated. The average level of investment expenditures for specific wind farms in operation ranges from 6.0 to 6.6 million PLN per 1 MW of installed capacity. The average productivity of wind farms was ca. 2,100 MWh/MW. The operating costs of power generation per 1 MWh were slightly above 285 PLN. Given the estimated level of revenue per 1 MWh, selling 1 MWh of energy brings ca. 177 PLN in profit. It should be taken into account that the abovementioned cost of energy generation does not include the costs of debt financing, which, due to high investment expenditures, may account for up to ca. 40% of the operating costs. The analysis indicates a differentiated structure of financing wind projects. One should take into consideration that the level of debt is often a result of loans granted by affiliates or subsidiaries, which in this way represent a form of indirect financing with equity. Taking into account

to swego rodzaju pośrednie finansowanie kapitałem własnym. Uwzględniając koszty finansowania zewnętrznego, koszt wytworzenia 1 MWh wynosi około 406 zł a rentowność przy tym poziomie kosztów spada poniżej 10%. Okres zwrotu z analizowanych inwestycji wynosi ponad 6-7 lat, aczkolwiek należy pamiętać, iż analizie poddane były farmy, które rozpoczęły swoją działalność w latach 2006-2011. Obecnie okres ten, w zależności od skali poniesionych nakładów, wydłuża się do nawet 12 lat. W miarę zwiększania się wielkości parku wiatrowego, wysokość nakładów inwestycyjnych maleje w przeliczeniu na 1 MW zainstalowanej mocy. Biorąc pod uwagę fakt, iż nawet 50% kosztów działalności farmy to koszty stałe, w długim okresie największe ryzyko w zakresie rentowności związane jest z przyszłymi cenami energii oraz wydajnością farmy wiatrowej. W lipcu 2012 roku Ministerstwo Gospodarki przedstawiło kolejny projekt ustawy o odnawialnych źródłach energii, którego celem ma być wdrożenie jednolitego i czytelnego systemu wsparcia dla producentów zielonej energii. Pierwotnie proponowano uzależnienie opłaty zastępczej od ceny energii elektrycznej i wprowadzenie współczynników korekcyjnych zielonych certyfikatów dla różnych źródeł energii odnawialnej. Z pierwszego rozwiązania zrezygnowano (opłatę ustalono na poziomie 286,74 zł), natomiast drugie przetrwało, choć w zmienionej formie. W lipcowej wersji projektu współczynniki zmodyfikowano zgodnie z poniższą tabelą.

the costs of external financing, the cost of producing 1 MWh stands at ca. 406 PLN and at this level of costs the profitability falls to less than 10 percent. The payback period of the analysed investments lasts over 6 to 7 years, however, one should consider that the analysis covers farms which started their operation in the years between 2006 and 2011. Depending on the extent of expenditures incurred, currently the payback period of a project may reach even 12 years. As the size and capacity of a wind park grow, the amount of investment expenditures per 1 MW of installed capacity falls. Given the fact that fixed costs represent up to 50 percent of farm's operating costs, in the long term the biggest risk for profitability relates to the future prices of energy and the efficiency of the wind farm. In July 2012 the Ministry of the Economy presented another draft law on renewable energy sources, whose aim is to implement a single and clearly defined system of support for green energy producers. Primarily, it had been suggested that the substitution fee should depend on the prices of electricity and correction coefficients for green certificates for each type of renewable energy be introduced. The first idea was rejected (the fee was set at 286.74 PLN), whereas the latter survived, though its form has changed. For the July version of the draft law, the coefficients have been modified as presented in the table below.



Źródło energii Energy source	Stan na rok 2012 / As of 2012	Lipcowa propozycja (wg roku instalacji) July proposal (by year of installation)			
		2013-2014	2015	2016	2017
Farma lądowa do 200 kW Wind farm below 200 kW	1,00	nie dotyczy – system zbliżony do <i>feed-in tariff</i> N/A: system similar to <i>feed-in tariff</i>			
Farma lądowa pow. 200 kW, do 500 kW On-shore farm between 200 kW and 500 kW	1,00	1,20	1,175	1,15	1,125
Farma lądowa pow. 500 kW Wind farm above 500 kW	1,00	0,90	0,875	0,85	0,825
Instalacja offshore Offshore installation	1,00	1,80	1,80	1,80	1,80

★ źródło: URE / source: Energy Industry Regulatory Office

Bardziej kontrowersyjną zmianą jest wprowadzenie faktycznego przymusu sprzedaży elektryczności ze źródeł odnawialnych tzw. sprzedawcom z urzędu, przy czym sprzedaż następować ma po cenie 198,90 zł/MWh, corocznie powiększanej o wskaźnik inflacji (chyba że rynkowa cena energii jest niższa). Producent, który zdecyduje się zbyć energię po cenie wyższej od urzędowej, nie otrzyma zielonych certyfikatów, które przysługiwałyby mu w obecnym systemie. Oznacza to, że dopóki

A more controversial change consists in introducing an effective forced sale of electricity produced from renewable sources to so called ex officio sellers, where the sale is to take place at 198.90 PLN/MWh, with a yearly adjustment for inflation unless the market price of energy is lower. A producer who decides to sell energy above the official price will not receive the green certificates they would be granted under the current system. This means that, as long as the difference

różnica między ceną rynkową a urzędową nie przekroczy wartości zielonego certyfikatu skorygowanej o odpowiedni współczynnik, jedynym rynkiem będzie de facto rynek sprzedawców urzędowych, a jedyną ceną – cena urzędowa.

Przeanalizowaliśmy wpływ proponowanych zmian na opłacalność hipotetycznego projektu polegającego na budowie farmy lądowej o mocy 20 MW i okresie życia wynoszącym 25 lat, która rozpocznie funkcjonowanie w 2014 roku i w 60% finansowana będzie kapitałem obcym. Założono stopę dyskontową na poziomie 11% odzwierciedlającą obecnie wskaźniki makroekonomiczne oraz nastawienie inwestorów do energetyki wiatrowej³⁷. Nakłady na organizację i budowę farmy wyniosłyby około 130 mln zł, a zakładana sprzedaż energii – około 40 tys. MWh rocznie. Do analizy przyjęto prognozy rynkowych cen energii przedstawione przez Ministerstwa Gospodarki, mówiące o osiągnięciu 250 zł/MWh w roku 2015 i 342 zł/MWh w roku 2020 (ceny stałe w złotych z 2009 r.). Założenia te należy uznać jednak za bardzo optymistyczne, biorąc pod uwagę między innymi dane rynkowe. Przykładowo, na sesji Towarowej Giełdy Energii w dniu 20 września 2012 kontrakty serii BASE_Y-13 zawierano po 189 zł, a i BASE_Y-14 – po 195 zł za MWh. Tymczasem prognoza Ministerstwa Gospodarki na lata 2013 i 2014 to odpowiednio 238 i 246 zł – w dodatku w cenach stałych z 2009 r., a więc nominalnie około 260 i 275 zł. Należy zaznaczyć, że przyjęte w propozycji Ministerstwa Gospodarki założenia obejmują zaprzestanie wsparcia (tzn. odebranie projektowi możliwości zarabiania na zielonych certyfikatach) po początkowym okresie 15 lat, w którym gwarantowana będzie wysokość współczynnika korekcyjnego. Dotyczy to także projektów funkcjonujących w ramach obecnego systemu wsparcia, dla których horyzont czasowy nie był zdefiniowany. W analizie uwzględniono także, zgodnie z projektem ustawy o OZE, iż sprzedaż energii po cenach rynkowych (według prognoz – wyższych od cen urzędowych powiększonych o inflację) wykluczała będzie możliwość uzyskania z zielonych certyfikatów. W oparciu o powyższe założenia przeanalizowaliśmy cztery scenariusze dla producenta energii:

- Brak zmian w regulacjach wsparcia, które zostają utrzymane na pierwsze 15 lat życia projektu (kolumna A)
- Sprzedaż energii po cenach rynkowych i utratę prawa do zielonych certyfikatów (kolumna B)
- Rozpoczęcie produkcji w roku 2014 i sprzedaż energii po cenie urzędowej oraz współczynnik korygujący dla zielonych certyfikatów na poziomie 0,9 (kolumna C),

³⁷ Należy zaznaczyć, iż w kontekście zmian polityki regulacyjnej oczekiwane stopy zwrotu mogą istotnie wzrosnąć. Inwestorzy będą musieli wziąć pod uwagę np. ryzyko inflacyjne wynikające z planowanego braku waloryzacji opłaty zastępczej czy ryzyko związane z brakiem skutecznego mechanizmu zapobiegającego nadpodaży zielonych certyfikatów. Ryzyko inflacyjne jest szczególnie istotne biorąc pod uwagę fakt, iż niektóre koszty operacyjne są uzależnione od inflacji.

between the market price and the official price does not exceed the value of a green certificate corrected by an adequate coefficient, the only market available for such a producer will de facto be the official market with its official price.

We have analysed how the proposed changes would influence the profitability of a hypothetical project consisting in building a 20MW on-shore farm with a 25-year lifespan, which is to start its operation in 2014 and is financed with debt capital in 60 percent. An 11-percent-interest rate was assumed; it reflects the current macroeconomic indicators and investor approach to wind energy.³⁷ The expenditures on organization and construction of the farm would amount to 130 million PLN and the assumed yearly sales of energy would be at ca. 40 thousand MWh. The analysis used forecasts of energy market prices presented by the Ministry of the Economy. They anticipate reaching the levels of 250 PLN/MWh and 342 PLN/MWh in 2015 and 2020 respectively (2009 fixed prices in PLN). Yet, considering the other factors including market data, these assumptions should be seen as highly optimistic. For example, at the Polish Power Exchange trading session of 20th September 2012, the BASE_Y-13 and BASE_Y-14 contracts were sold at 189 PLN/MWh and 195 PLN/MWh respectively. Meanwhile, for 2013 and 2014 the Ministry of the Economy is forecasting 238 PLN/MWh and 246 PLN/MWh moreover, 2009 fixed prices are taken into account, which gives ca. 260 and 275 PLN in nominal terms. It should be indicated that the assumptions on which the Ministry based its proposal include termination of support given to the project, i.e. waiving the right to earn on green certificates after a preliminary period of 15 years, in which the level of the correction coefficient would be guaranteed. That also concerns projects operating within the current support system without a defined time horizon. The analysis also takes into account the draft law on renewable energy sources, which entails a situation where selling energy at market prices (higher than inflation-adjusted official prices, so the forecasts) will exclude the possibility to benefit from green certificates. Based on the assumptions above, we have analysed four scenarios for an energy producer:

- No changes within the regulations on support to be maintained for the initial 15 years of the project (column A)
- Selling energy at market prices and losing the right to green certificates (column B)
- Starting production in 2014 and selling energy at the official price with correction coefficient for green certificates at 0.9 (column C)

³⁷ It should be indicated that in the view of the changes to the regulatory policy, the expected rates of return may increase significantly. Investors will have to take into consideration e.g. the inflationary risk resulting from the fact that the substitution fee is not planned to be adjusted for inflation, or the risk related to the fact that there is no efficient mechanism for preventing a surplus of green certificates. The inflationary risk is particularly significant, given that some of the operating costs depend on inflation.

- Rozpoczęcie produkcji w roku 2017 i sprzedaż energii po cenie urzędowej oraz współczynnik korygujący dla zielonych certyfikatów na poziomie 0,825 (kolumna D),

- Starting production in 2017 and selling energy at the official price with correction coefficient for green certificates at 0.825 (column D).



Wskaźnik Measure	Źródła przychodów w okresie eksploatacji Revenue sources throughout operating lifetime			
	cena rynkowa energii plus zielone certyfikaty (system obecny) Market energy price + green certificates (current system) [A]	cena rynkowa energii, utrata prawa do certyfikatów (nowy system) Market energy price + losing the right to green certificates (new system) [B]	cena urzędowa energii + certyfikaty x 0,9 (nowy system od 2014 r.) Official energy price + certificates x 0.9 (new system as of 2013) [C]	cena urzędowa energii + certyfikaty x 0,825 (nowy system od 2017 r.) Official energy price + certificates x 0.825 (new system as of 2017) [D]
Wartość bieżąca netto (NPV) [mln zł] Net present value (NPV) [millions PLN]	42,9	-9,6	-12,1	-15,6
IRR kapitału własnego Equity IRR	20,1%	9,1%	7,0%	6,0%
Koszt projektu na 1 MW [mln zł] Project cost per 1 MW [millions PLN]			6,6	
Przepływy operacyjne na 1 MW (zdyskontowane)* Operating cash flow per 1 MW (discounted)*	9,1	5,8	5,2	5,0

* ilość gotówki z działalności operacyjnej wygenerowanej w trakcie życia projektu przez 1 MW z uwzględnieniem dyskonta dla późniejszych lat

* amount of cash generated from operation per 1 MW throughout project lifetime, discounted for subsequent years

★ źródło: opracowanie własne na podstawie projektu ustawy o odnawialnych źródłach energii z dnia 26 lipca 2012
source: own study based on the draft of the Renewable Energy Source Act dated 26 July 2012

Dla każdego scenariusza przeanalizowano wartość NPV projektu, próg rentowności oraz stopę zwrotu IRR. Podsumowanie wyników obliczeń zaprezentowano w tabeli poniżej.

Na podstawie przeprowadzonych symulacji można stwierdzić, iż wsparcie w postaci zielonych certyfikatów jest niewystarczające do zapewnienia opłacalności projektu (mierzonego dodatnią wartością bieżącą netto) w każdym analizowanym wariancie po nowelizacji. Wytwórca, który zrezygnuje z korzystania ze sprzedawców z urzędu (kolumna B), nie będzie w stanie zaangażować się w zyskowny projekt, nawet jeśli cena energii podążała będzie ścieżką prognozowaną przez MG. Producent chcący sprzedawać elektryczność po cenie urzędowej i zielone certyfikaty (kolumna C i D) będzie w podobnej sytuacji; aby NPV przekroczyło zero stawka bazowa dla ceny urzędowej powinna zostać ustalona na poziomie ok. 250 zł – o ponad 50 zł wyższym od zakładanej przez projektodawców. Należy podkreślić, iż symulacje zostały przeprowadzone dla cen energii prognozowanych przez Ministerstwo Gospodarki. W przypadku istotnego spadku faktycznego poziomu cen wyniki kalkulacji mogą ulec pogorszeniu. Biorąc pod uwagę propozycje z lipca 2012 wydaje się, iż jedynie

For each scenario, NPV, profitability threshold, and IRR have been analysed. The table below breaks down the results of this analysis.

The results of the simulations let us say that the support based on green certificates is not sufficient to ensure profitability of a project (measured by a positive net present value) for any of the analysed scenarios resulting from law changes. A producer who opts out of using ex officio sellers (column B) will not be able to engage in a profitable project even if the electricity price will be at the level projected by the Ministry of Economy. A producer willing to sell electricity at the official price along with the green certificates (columns C and D) will be in similar position: to make NPV positive, the basis rate for price should be set at ca. 250 PLN, which is over 50 PLN more than assumed by project promoters. It should be stressed that these simulations have been carried out for energy prices forecasted by the Ministry of the Economy. In case of a significant decrease in effective prices the results of the calculations may deteriorate. Considering the proposals of July 2012, it seems that only wind parks with good wind parameters and relatively low investment expenditures will be able to reach positive profitability levels.

parki wiatrowe o bardzo dobrych parametrach wietrznych oraz relatywnie niskich nakładach inwestycyjnych będą w stanie osiągać dodatnie poziomy rentowności. Pozytywnym sygnałem dla branży energetyki wiatrowej są zapowiadane zmiany w zakresie wprowadzenia współczynnika korekcyjnego dla elektrowni wiatrowych typu off-shore na poziomie 1,8 (dla porównania dla lądowej farmy wiatrowej proponowany współczynnik na lata 2013-2014 wynosi 0,9 i będzie on w kolejnych latach niestety spadał). Wprowadzenie takiej polityki w zakresie instalacji off-shore na pewno zwiększy zainteresowanie tym sektorem energii odnawialnej. Mimo, iż nakłady inwestycyjne tego typu instalacji szacowane są na poziomie 11-13 mln zł za 1 MW to ich potencjał wytwórczy może być zdecydowanie wyższy niż w przypadku farm wiatrowych typu on-shore. Ocena opłacalności inwestycji powinna być zatem poprzedzona szczegółowymi wyliczeniami uwzględniającymi specyfikę danej lokalizacji i parametry projektu. Ponadto inwestor musi wziąć pod uwagę obecną i przyszłą sytuację gospodarczą, a szczególnie planowane zmiany w regulacjach prawnych, które istotnie mogą ograniczyć atrakcyjność inwestycyjną parków wiatrowych.

A positive signal sent out to the wind energy sector consists in the announced changes involving introducing a correction coefficient for off-shore wind power plants at the level of 1.8 (while the proposed corresponding coefficient for an on-shore wind farm in years 2013-2014 equals 0.9 and, unfortunately, is going to fall gradually over the subsequent years). Implementing such policies with regards to off-shore installations will certainly raise interest in this part of the renewable energy sector. Even though the investment expenditures for an installation of this type are estimated at 11-13 million PLN per 1 MW, their power generating potential can be considerably higher than in the case of on-shore wind farms.

The investment profitability assessment should therefore be preceded by detailed calculations, taking into account specific characteristics of a given location site as well as project parameters. Moreover, the investor must take into consideration current and future economic conditions, including paying special attention to changes planned to legal regulations, which may significantly limit the investment attractiveness of wind parks.

8.6 Uwarunkowania inwestycyjne w wybranych krajach regionu

Investment conditions in some countries of the region

Warto przestudiować sytuację inwestorów wiatrowych w państwach będących najnowszymi członkami UE (Bulgaria, Rumunia) bądź aspirujących do członkostwa (Serbia). W Bulgarii obowiązuje system preferencyjnych cen energii odnawialnej (feed-in tariffs), w Rumunii – system zielonych certyfikatów, a w Serbii – kraju, w którym sektor wiatrowy jeszcze się nie rozwinął – system mieszany.

W Bulgarii wzrost sektora w czasie boomu lat 2008-2009 był tak szybki (około 200 MW rocznie), że w maju 2011 r. władze zdecydowały się na zmniejszenie okresu gwarantowanej taryfy z 15 do 12 lat oraz zmianę zasad jej ustalania (taryfa ustalana jest dopiero w momencie ukończenia projektu, przy czym znana jest maksymalnie 12 miesięcy wcześniej), bowiem obawy budziły zarówno ograniczone możliwości przyłączenia nowych projektów do sieci, jak i rosnące ceny energii. W efekcie tego posunięcia, praktycznie przekreślającego możliwości pozyskiwania finansowania dłużnego na zasadzie project finance, a także zmniejszenia taryfy o 20% – według danych Bułgarskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej – wzrost ten zdecydowanie wyhamował i w marcu 2012 r. zainstalowane moce wynosiły 539 MW. Cena 1 MWh energii wiatrowej wynosi obecnie ok. 75 euro, a więc o ponad ¼ mniej niż otrzymuje polski producent za sprzedaną energię oraz zielone certyfikaty. Tymczasem koszty organizacji, projektowania i budowy farmy zdolnej do wytwarzania 20 MW wynoszą ok. 1,5 mln EUR na megawat (z czego 2/3 pochłania zakup i instalacja turbin), a więc są zbliżone

It is worth studying the situation of wind energy investors in countries which are the newest EU Member States (i.e. Bulgaria and Romania) or those currently aspiring to the membership (Serbia). In Bulgaria a system of preferential renewable energy prices (feed-in tariffs) is in place. Romania introduced a system of green certificates, whereas Serbia, the country in which the wind sector is still not developed, has a mixed system.

In Bulgaria the growth of the sector during the 2008-2009 economic boom was so rapid (annual rise by ca. 200 MW) that in May 2011 the authorities decided to shorten the period of the guaranteed tariff from 15 to 12 years and change the rules for the process of setting it (the tariff is set once the project has been finished while its level is known not earlier than 12 months prior to that moment), as both the limited possibilities of connecting new projects to the grid and rising energy prices were raising concerns. In result of this decision, which made raising debt finance under project finance scheme virtually impossible, and due to decreasing the tariff by 20 percent – following data provided by the Bulgarian Association of Wind Energy – that growth slowed down considerably and in March 2012 the installed capacity amounted to 539 MW. The price of 1 MWh wind energy is currently at 75 EUR, so it is over 25 percent less than what a Polish producer receives for the sold energy and the green certificates. Yet, the costs of organization, design and construction of a 20 MW wind farm amount to 1.5 million EUR per 1 MW (two thirds of which is earmarked for the purchase and installation of turbines), so they are closely similar to those being incurred in Poland. Consequently, the investment payback period, which earlier lasted up to 7 years, is

do tych ponoszonych w Polsce. W efekcie okres zwrotu z inwestycji, który wcześniej wynosił nawet 7 lat, obecnie szacowany jest na około 12 lat. Przede wszystkim jednak brakuje inwestorów chętnych do podejmowania dodatkowego ryzyka niestabilności systemu regulacyjnego. Rumunia z kolei uważana jest za jeden z najatrakcyjniejszych krajów w Europie pod względem naturalnych warunków funkcjonowania farm wiatrowych (wietrzność) – na jeden megawat typowej instalacji 20-40 MW przypada 2200-2800 MWh rocznej produkcji. Szacuje się, że do końca roku 2012 zainstalowane moce wytwórcze podwoją się w stosunku do stanu na koniec 2011 r. i przekroczą 2 GW. Rynek zielonych certyfikatów, których ceny kształtują się w stosunkowo szerokim przedziale 27-55 euro za MWh, funkcjonuje już od 2005 r. Producenti narażeni są jednak na dużą zmienność hurtowych cen energii – w lutym 2012 dochodziły one do 77 euro za 1 MWh, zaledwie dwa miesiące później oscylowały wokół 55 euro. Aby uzyskać przychód porównywalny z oferowanym przez obecny polski system, inwestor musiałby liczyć na około 55 euro z każdego z tych źródeł. Może dlatego okres zwrotu z inwestycji wynosi 12 lat, tj. – jak się wydaje – jest nieco dłuższy.

W Serbii natomiast trwają próby utworzenia systemu wspierania produkcji energii odnawialnej na wzór rozwiązań unijnych; o doświadczeniach na razie trudno mówić, bowiem sektor wiatrowy w tym kraju praktycznie nie istnieje. Wsparcie OZE ma polegać zarówno na oferowaniu feed-in tariff, jak i stworzeniu rynku zielonych certyfikatów. Taryfę dla farm wiatrowych ustalono na atrakcyjnym poziomie 95 euro za MWh, stąd trudno oczekiwać, że przychód z zielonych certyfikatów będzie znaczący.

currently estimated at ca. 12 years. On top of everything, there are not enough investors willing to take the additional risk related to instability of the regulatory system.

Romania is, on the other hand, considered one of the most attractive European countries in terms of natural conditions for wind farm operation (windiness), with a yearly production of 2200-2800 MWh/MW for a typical 20-40 MW installation. It is estimated that until the end of 2012 the installed generating capacity will double compared to the end of 2011 and exceed 2 GW. The market of green certificates, whose prices are set within the relatively wide range of 27 and 55 EUR/MWh, has operated since as early as 2005. However, the producers are exposed to a strong volatility of wholesale energy prices: in February 2012 they reached 77 EUR/MWh and only two months later they oscillated around 55 EUR. In order to earn a revenue comparable to that offered by the current Polish system, the investor would have to expect ca. 55 EUR from each of these sources. Possibly, that is why the investment payback period is estimated at the longer period of 12 years.

In Serbia, in turn, the attempts to create a support system for renewable energy generation are under way; the system is to be based on EU solutions. Since the wind sector in this country is virtually non-existent, it is difficult to mention any experience in this field. The support of renewable energy sources is to involve both offering a feed-in tariff and creating a market for green certificates. The tariff for wind farms has been set at the attractive level of 95 EUR/MWh, so it is hard to expect a substantial revenue from the green certificates.



Firma Windflower jest częścią izraelskiej grupy Sunflower Sustainable Investment. W perspektywie następnych 4-5 lat zdecydowaliśmy się zrealizować w Polsce portfolio lądowych projektów wiatrowych o mocy do 200 MW. Zasadniczo jesteśmy zainteresowani inwestowaniem w projekty o skali od 5-6 MW do 40 MW. Na rynku dostępnych jest wiele tego typu inwestycji, dość trudno jest jednak znaleźć projekty charakteryzujące się wysoką jakością.

Jak na razie doświadczamy znacznego spowolnienia rynku spowodowanego faktem, że z obywatelską nową ustawą o odnawialnych źródłach energii wiąże się wciąż wiele niepewności, a banki niechętnie finansują przejęcia. Jesteśmy skłonni podejmować ryzyko związane z tą sytuacją jeszcze przez kilka miesięcy, na pewno jednak nie dłużej. Będziemy zadowoleni, jeśli w końcowym efekcie prawo polskie będzie odzwierciedlać projekt ustawy o OZE opublikowany na koniec lipca. Zdecydowanie pomogłoby to wyeliminować problemy z finansowaniem i stworzyłoby bardziej przewidywalne środowisko inwestycyjne. Zdecydowanym ułatwieniem byłaby również poprawa poziomu komunikacji pomiędzy inwestorami, deweloperami, firmami budowlanymi i bankami. Uważam, że ta wciąż kulejąca komunikacja powinna znaleźć się w centrum zainteresowania organizacji branżowych.



Itay Mor

Dyrektor / Director
WINDflower

Windflower is a part of an Israeli Sunflower Sustainable Investment group. We chose Poland to work out up to 200 MW onshore wind portfolio within next 4-5 years. Typically we wish to invest in projects not smaller than 5-6 MW and not larger than 40 MW. Projects available on the market are many, but it is rather difficult to find high quality ones.

So far we are experiencing large slow-down on the market due to the fact that promised new renewable energy resources act is still uncertain and banks are not willing to finance acquisitions. We are keen to take the related risk for the next months, but definitely not for too long. Anyway, if at the end of the day the Polish law is going to be in line with the draft RES act as it was published by the end of July, we would be happy. Certainly it would help to get rid of the financing problem and create more predictable investment opportunity.

Another thing that could also make life easier would be if investors, developers, construction companies and banks are better communicating with each other. I believe the industry organizations could focus on that more deeply as it seems still to be missing.

Rynek energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych nie mógłby się rozwijać – przynajmniej jak dotąd, tj. przy obecnym poziomie zaawansowania technologii generacji energii z takich źródeł jak wiatr czy słońce – gdyby nie rozbudowane systemy wsparcia. Można wyróżnić dwa główne typy: system kształtowania cen (price system) oraz system kształtowania ilości energii (quota system). W ramach poszczególnych systemów można wyróżnić różne rozwiązania, jednakże najbardziej powszechne to: w pierwszym przypadku - system taryf gwarantowanych (feed-in tariff), w drugim zaś system zielonych certyfikatów (tradable green certificates). W UE dominuje pierwszy z nich, Polska zdecydowała natomiast o wspieraniu inwestorów w ramach systemu certyfikatów pochodzenia.

Development in the market of electricity generated from renewable sources would not be possible without available support systems. Two general types of such support may be distinguished: the price system, and the quota system. Individual systems comprise various solutions, with the most common being the feed-in tariff in the case of the former system, and the tradable green certificates in the case of the latter system. The EU market is dominated by feed-in tariffs, whereas Poland decided to support investors using the green certificate system.

9.1 System zielonych certyfikatów

Green certificate system

W ramach systemu kolorowych certyfikatów pochodzenia (dla energii z wiatru – certyfikatów zielonych) zakłada się, że w zamian za wyprodukowaną energię producent otrzyma bezpłatnie certyfikat/świadcstwo potwierdzające jej pochodzenie. Certyfikat ten inkorporuje zbywalne prawa majątkowe odpowiadające ilości wytworzonej energii, podlegające obrotowi niezależnie od samej energii elektrycznej, której wytworzenie dokumentuje. Prawodawca określa minimalny udział energii pochodzącej z OZE w globalnym wolumenie energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom końcowym. W celu realizacji tego obowiązku dostawcy energii są zobowiązani do nabycia odpowiedniej liczby certyfikatów pochodzenia, aby udokumentować wypełnienie tego obowiązku przedstawiając nabyte certyfikaty do umorzenia. Ceny certyfikatów są ustalane indywidualnie w obrocie regulowanym (w Polsce przede wszystkim na Towarowej Giełdzie Energii) lub poza nim, przy czym wartością referencyjną dla ich rynkowej ceny jest tzw. opłata zastępcza ustalana na każdy rok kalendarzowy przez regulatora. Opłatę tę przedsiębiorcy zobowiązani są uiścić jeżeli nie uzyskają odpowiedniej ilości świadectw pochodzenia.

The colored certificate system (green certificates are assigned to wind energy) assumes that a producer receives a free certificate of origin in exchange for the produced energy. The certificate incorporates transferrable property rights corresponding to the volume of generated energy, which are tradable independently from the actual electricity generated and documented by the certificate. The legislator stipulates the minimum share of RES-generated energy in the global volume of electricity supplied to end customers. To meet that obligation, energy suppliers are required to purchase the respective number of green certificates to document that the obligation has been met by presenting the acquired certificates for redemption. Certificate prices are set individually as part of the regulated trade (in Poland it's primarily the Polish Power Exchange) or outside that market, whereas the reference value for their market price is the so-called substitution fee set by the regulatory authority for each calendar year. Business operators are obliged to pay that fee if they fail to acquire the respective number of certificates.

9.2 System wsparcia od roku 2013, czyli projekt ustawy o OZE

Support Scheme to be Launched in 2013, i.e. the RES Act Draft

Zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa, obecny system certyfikatów pochodzenia mógłby funkcjonować do końca 2017 roku. Jeszcze niedawno zakładano, że po tej dacie Polska przejdzie na dominujący w UE model taryf gwarantowanych, jednak wszystko wskazuje na to, że tak się nie stanie i przyszłym systemem wsparcia

According to the legal regulations that are currently in effect, the existing system based on certificates of origin could remain in place until the end of 2017. Until recently, it was generally assumed that after that date Poland would transition to a feed-in tariff scheme that is predominant in Europe; however, at the moment everything points to the fact that this is

będą nadal certyfikaty pochodzenia skorygowane o współczynniki zróżnicowane dla różnych technologii wytwarzania energii. Zmiana systemu nastąpi prawdopodobnie już w 2013 r. To przyspieszenie w głównej mierze zawdzięczamy gwałtownemu wyhamowaniu rozwoju rynku OZE w warunkach obecnie istniejącego systemu wsparcia, którego czasowy horyzont (2017) okazał się już w 2011 zbyt krótki, przede wszystkim z punktu widzenia zarządzania ryzykiem kredytowym instytucji finansujących projekty inwestycyjne. M.in. z tych względów, a także z uwagi na konieczność transponowania celów dyrektywy 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, od grudnia 2011 prowadzone są intensywne prace nad projektem ustawy o OZE, której wejście w życie planuje się na rok 2013.

Z punktu widzenia państwa, najważniejszym celem projektu ustawy o OZE w jego ostatnim kształcie³⁸ znanym autorom raportu na moment oddania do druku niniejszej publikacji, jest zróżnicowanie wsparcia dla różnych technologii w sposób umożliwiający adekwatną stymulację ich rozwoju. Obecne certyfikaty bez współczynników (lub inaczej: ze współczynnikiem = 1,0) oferują wprawdzie wystarczający poziom finansowania inwestycji wiatrowych, przy okazji jednak nadmiernie faworyzują współspalanie biomasy, a jednocześnie są zdecydowanie niewystarczające dla uruchomienia przemysłowych inwestycji w źródła fotowoltaiczne. Z kolei z perspektywy deweloperów czy inwestorów, a także banków finansujących, głównym elementem nowego modelu jest 15-letni okres gwarancji utrzymania warunków wsparcia ustalonych dla danego projektu w pierwszym roku jego eksploatacji. Przez ten okres sprzedawca z urzędu (zakład energetyczny) miałby obowiązek zakupu energii po stałej cenie, jednak nie dłużej niż do 31 grudnia 2035 r. Tej stałości brakuje obecnemu modelowi, przez co fakt relatywnie wysokich przychodów ze sprzedaży możliwych do uzyskania np. w roku 2012 nie przekłada się na przewidywalność i bezpieczeństwo inwestowania nie tylko w długim ale nawet w średnim okresie. Nie jest znana bowiem ani cena minimalna odbioru energii tzw. czarnej, jaką regulator określi na rok 2013 i późniejsze, ani tym bardziej nie ma pewności co do cen zielonych certyfikatów, na które wpływ ma nie tylko opłata zastępcza ustalana co rok przez URE (także nieznana), ale także inne czynniki, w tym głównie mechanizmy rynkowe, czyli podaż certyfikatów.

Według projektu ustawy o OZE wsparcie dla poszczególnych OZE kształtować ma się następująco:

not going to be the case, and that the future support scheme will still be based on certificates of origin corrected by rates diversified according to various energy generation technologies. The system will most probably change as early as 2013. That faster pace of changes has been primarily triggered by a sudden slowdown in the RES market development that occurred under the circumstances of the existing support system whose time horizon (2017) turned out to be too short already in 2011, mainly from the point of view of managing credit risk of investment financing institutions. For those reasons, among others, as well as because of the obligation to transpose the goals set up by the Directive 2009/28/EC on the promotion of use of energy from renewable sources, intense work has been done since December 2011 on the bill of the RES Act which is expected to come into effect in 2013.

As far as the State is concerned, the key goal of the latest draft of the RES Act³⁸ available to the authors as of the print date of this report is to diversify support for various technologies in the way ensuring adequate stimulation of their development. While the existing certificates that are rate-free (or rather: assigned a rate of 1.0) do offer a sufficient degree of wind investment financing, they still excessively favor the biomass co-combustion while at the same time being definitely insufficient to trigger industrial investments in photovoltaic sources. In turn, for developers or investors, as well as financing banks, the focal point of the new model is the 15-year guarantee for the support terms granted for a specific project during the first year of use. Throughout that period, the supplier of last resort

(power plant) would be obliged to purchase power at a fixed price; however, only until 31 December 2035. This stability is missing from the existing scheme and, consequently, a relatively high sales income that can be achieved e.g. in 2012 does not actually translate to the investment predictability and security in a long-term or even medium-term perspective. This is caused by a lack of any indication as to a minimum collection price of the so-called black energy to be set by the regulatory authority for 2013 and subsequent years, and by a lack of certainty regarding green certificate prices that are affected not only by the substitution fee set annually by the Energy Regulatory Office (which is also unknown) but also by other rates, including in particular market mechanisms i.e. supply of certificates.

According to the bill of the RES Act, support for individual RES should be as follows:

³⁸ Projekt z 4 października 2012

³⁸ Bill dated 4 October 2012

Typ OZE / RES Type	Dodatkowe kryteria / Additional Criteria	Rok / Year				
		2013	2014	2015	2016	2017
Lądowe farmy wiatrowe Onshore Wind Farms	moc powyżej 100 kW do 500 kW / Capacity above 100 kW to 500 kW	1,20	1,20	1,18	1,15	1,13
	moc powyżej 500 kW / Capacity above 500 kW	0,90	0,90	0,88	0,86	0,83
	Instalacje oddane przed wejściem w życie ustawy* / Installations added before the Act comes into effect*	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Morskie farmy wiatrowe Offshore Wind Farms	niezależnie od mocy / Regardless of capacity	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80
Biogaz rolniczy Agricultural Biogas	moc powyżej 200 kW do 500 kW / Capacity above 200 kW to 500 kW	1,50	1,50	1,47	1,44	1,41
	moc powyżej 500 kW do 1 MW / Capacity above 500 kW to 1 MW	1,45	1,45	1,42	1,39	1,36
	moc > 1 MW / Capacity > 1 MW	1,40	1,40	1,37	1,34	1,32
Biogaz z surowców / Raw Material-Derived Biogas	ze składowisk odpadów o mocy powyżej 200 kW / From landfill sites with capacity above 200 kW	1,10	1,10	1,06	1,02	1,00
	z oczyszczalni ścieków o mocy powyżej 200 kW / From sewage treatment plants with capacity above 200 kW	0,75	0,75	0,72	0,70	0,67
Biomasa lub układ hybrydowy Biomass or Hybrid System	moc poniżej 10 MW / Capacity below 10 MW	1,30	1,30	1,27	1,25	1,22
	moc powyżej 10 MW do 50 MW / Capacity above 10 MW to 50 MW	1,05	1,05	1,03	1,01	0,99
	moc powyżej 50 MW / Capacity above 50 MW	0,95	0,95	0,93	0,91	0,89
Biomasa lub CHP / Biomass or High Efficiency Generation System (CHP)	moc poniżej 10 MW / Capacity below 10 MW	1,70	1,70	1,67	1,63	1,60
	moc powyżej 10 MW do 50 MW / Capacity above 10 MW to 50 MW	1,40	1,40	1,37	1,34	1,32
	moc powyżej 50 MW / Capacity above 50 MW	1,15	1,15	1,13	1,10	1,08
Biomasa do spalania wielopaliwowego / Biomass for Multi-Fuel Firing		0,30	0,30	0,25	0,20	0,15
Biopłyny / Bioliquids		1,15	1,15	1,13	1,10	1,08
Fotowoltaika Photovoltaics	moc powyżej 100 kW do 1 MW / Capacity above 100 kW to 1 MW	2,85	2,85	2,70	2,55	2,40
	moc powyżej 1 MW do 10 MW montowane poza budynkami / Capacity above 1 MW to 10 MW install outside buildings	2,75	2,75	2,60	2,45	2,32
	moc powyżej 1 MW do 10 MW Capacity above 1 MW to 10 MW	2,45	2,45	2,32	2,20	2,07
Hydroenergia Hydropower	moc powyżej 75 kW do 1 MW / Capacity above 75 kW to 1 MW	1,60	1,60	1,58	1,55	1,53
	moc powyżej 1 MW do 5 MW / Capacity above 1 MW to 5 MW	1,70	1,70	1,67	1,65	1,62
	moc powyżej 5 MW do 20 MW / Capacity above 5 MW to 20 MW	2,00	2,00	1,97	1,94	1,91
	moc powyżej 20 MW / Capacity above 20 MW	2,30	2,30	2,25	2,20	2,15
Geotermia do wytwarzania energii elektrycznej Geothermal Power Used for Electricity Generation		1,20	1,20	1,20	1,20	1,20

* współczynnik gwarantowany przez 15 lat, liczony od dnia oddania do użytkowania instalacji odnawialnego źródła energii

* the rate guaranteed for 15 years starting from the date of releasing a RES installation for use

★ źródło: opracowanie własne na podstawie projektu ustawy o odnawialnych źródłach energii z dnia 27 lipca 2012 r.
source: own study based on the draft of the Renewable Energy Source Act dated 27 July 2012

Ankietowani przez TPA Horwath inwestorzy z rezerwą odnoszą się do współczynnika 0,9 dla lądowych farm wiatrowych. Podkreślają, że bez indeksacji opłaty zastępczej i zapewnienia mechanizmu bilansowania między popytem a podażą, proponowany system wsparcia będzie wystarczający głównie dla dużych projektów z wysokim współczynnikiem wykorzystania mocy. W przypadku modernizacji instalacji świadectwo pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych przysługiwać będzie proporcjonalnie do przyrostu mocy po spełnieniu określonych warunków. Co istotne instalacje wybudowane od 2015 roku, aby w ogóle otrzymywać wsparcie, muszą być wyprodukowane nie później niż 36 miesięcy przed dniem oddania tej instalacji do użytkowania. W uproszczeniu można przyjąć, że jeśli dziś przychód ze sprzedaży jednej megawatogodziny wyprodukowanej przez lądową farmę wiatrową to ok. 470 zł, z czego ok. 270 zł to przychód ze sprzedaży zielonego certyfikatu, przejście na system współczynnika obniży ten przychód do ok. 440 zł w pierwszych dwóch latach obowiązywania współczynnika, ponieważ ze sprzedaży certyfikatu inwestor uzyska 0,9 tego, co obecnie. Innymi słowy łączne przychody elektrowni wiatrowej spadną o ok. 6% w stosunku do poziomu obecnego. Z drugiej strony negatywny efekt tego spadku powinny złagodzić 15-letni okres gwarancji prowadzący do obniżenia kosztu kapitału.

Proponowany system wsparcia produkcji energii ze źródeł odnawialnych przewiduje mechanizm, który nakłada na Towarową Giełdę Energii (TGE) obowiązek monitoringu ceny praw majątkowych. W przypadku, gdy ich wartość w okresie co najmniej 2 kolejnych kwartałów będzie niższa niż 75% wartości opłaty zastępczej TGE zobowiązana jest przekazać zbiorczy raport ministrowi gospodarki. Minister gospodarki – jeżeli uzna, że dla utrzymania ceny certyfikatów powyżej 75% wartości opłaty zastępczej konieczna jest interwencja – wówczas w drodze rozporządzenia może zwiększyć obowiązkowy udział energii pochodzącej z OZE, stymulując w ten sposób popyt na certyfikaty. Jak widać, mechanizm zapobiegający spadkowi cen certyfikatów nie gwarantuje szybkiej reakcji na zmianę otoczenia rynkowego.

Wprowadzenie mechanizmu w proponowanej postaci może stworzyć motywację do powstrzymywania się ze sprzedażą świadectw pochodzenia do czasu, gdy poziom obowiązkowego udziału energii odnawialnej zostanie podwyższony. W konsekwencji znacząco spadnie prawdopodobieństwo, że ceny rynkowe obniżą się na dłuższy czas poniżej poziomu uzasadniającego interwencję ministra właściwego do spraw gospodarki. Może to prowadzić do paradoksalnej sytuacji, w której ceny nie spadają, więc nie ma podstaw do zwiększenia udziału, ale powstaje narastający z czasem i niedający się prosto rozwiązać

Investors which took part in TPA Horwath's survey, treat the 0.9 rate applicable to onshore wind farms with reserve. They emphasize that without the substitution fee review and demand-and-supply balancing mechanism, the proposed support system will be sufficient mainly to big projects with a high capacity use rate only. If an installation is modernized, the certificate of origin for the RES energy will be granted proportionally to the increase in capacity, provided specific conditions are met. Importantly, installations erected starting in 2015 have to be manufactured at least 36 months prior to the date of release of the installation for use in order to receive the support at all. In simple terms, today's income from sale of one MWh generated by an onshore wind farm may be assumed to amount to about 470 PLN where 270 PLN is the income from sale of the green certificate; transition to the rate system will reduce that income to about 440 PLN during the first two years of rate applicability because the investor's gain from the sale of the green certificate will correspond to 0.9 of what they earn today. In other words, the total revenue of the wind farm will drop by about 6% as compared to its present value. Despite that, the new system has a potential to create stable grounds for a dynamic growth of RES investments. That considered, cash flow decrease by several percent or even more than ten percent does not necessarily have to mean that investment terms will be worse. In all likelihood, throughout the entire lifespan of the investment the negative impact of the correction rate will be neutralized by the positive effects of the 15-year guarantee that will lead to a decrease in capital costs. Besides, even a 6% lower (or over 10% lower after the 0.825 rate is reached) income from 1 MWh of wind energy should still be among the highest in Europe.

The proposed RES energy generation support scheme incorporates a mechanism that will require the Polish Power Exchange (PPE) to monitor property right prices. If over at least following two-quarters term the price drops below 75% of the substitution fee value, the PPE will be obliged to present the Minister of Economy with a respective aggregate report. The Minister of Economy may then decide that an intervention is required to keep the certificate price above 75% of the substitution fee value, and – by way of a resolution – increase the obligatory share of RES energy, thereby stimulating the demand for certificates. Clearly, the mechanism developed to prevent certificate price drops does not warrant a prompt reaction to a changing market environment.

The introduction of the mechanism in the proposed form may be an incentive to refrain from selling certificates of origin until the level of the obligatory renewable energy share is increased. In consequence, there will be considerably less likelihood that market prices will be reduced for a longer period below the level justifying the intervention by the competent Minister of the Economy. This may lead to a paradoxical situation where prices do not go down so there is no basis to increase the share but we have a side effect in the form of a considerable number

efekt uboczny w postaci znacznej liczby niesprzedanych świadectw pochodzenia, przetrzymywanych w oczekiwaniu na interwencję ministra.

of unsold certificates of origin held longer waiting for the Minister's intervention. Such effect would grow over time and could not be easily resolved.

Rynek energetyki wiatrowej w Polsce to najdynamiczniej rozwijający się sektor odnawialnych źródeł energii. Oczywiście poziom mocy w wietrze jest ciągle nieporównywalny do takich krajów UE jak Niemcy czy Hiszpania, ale zachowując obecną dynamikę wzrostu za kilka lat energia wiatrowa będzie istotnym elementem mixu energetycznego naszego kraju.

TAURON Ekoenergia jest znaczącym uczestnikiem tego rynku. Grupa TAURON posiada dwie farmy wiatrowe o łącznej mocy 61 MW, dwie kolejne o mocy 122 MW są w fazie budowy, trwają prace nad zakupem kolejnych projektów. Z uwagą śledzimy propozycje nowej ustawy o OZE. Ostatecznie przyjęty w ustawie system wsparcia będzie miał zasadnicze znaczenie dla dalszego rozwoju odnawialnych źródeł energii w Polsce. Oczywiście można się zastanawiać nad wysokością współczynników korekcyjnych, czy długością okresu przysługiwania świadectw pochodzenia, jednak ostatecznie o przyjęciu projektów do realizacji będzie decydowała ich efektywność. Ma to również duże znaczenie w aspekcie zachowania praw nabytych dla istniejących, jak i rozpoczętych inwestycji, których przygotowanie i realizacja trwa kilka lat.

Osobnym zagadnieniem dotyczącym rynku energetyki wiatrowej są farmy morskie, mając jednak na uwadze zawile procedury przygotowania inwestycji oraz ograniczenia związane z możliwością przyłączenia do KSE realizacja projektów do roku 2020 wydaje się mało prawdopodobna. Nowa ustawa o OZE może dać szansę, przy zachowaniu rentowności energetyki wiatrowej, również innym technologiom OZE i w takich projektach nasza Spółka zamierza uczestniczyć.



Jacek Bieńkowski

Dyrektor ds. Inwestycji i Rozwoju
Investment and Development
Director
TAURON Ekoenergia spółka z o.o.

Wind energy market is among the most dynamically developing renewable energy source sectors in Poland. The level of wind power capacity is obviously still incomparable to such EU countries as Germany or Spain but if the current pace of growth is maintained, in a few years wind energy will become a key component of the energy mix in our country. TAURON Ekoenergia is a key player in that market. The TAURON Group owns two wind farms with a total capacity of 61 MW, with two other of 122 MW under construction and steps being taken toward the purchase of subsequent projects. We follow carefully all proposals regarding the new RES Act. The ultimate aid system to be adopted in the Act will play a key role in further development of renewable energy sources in Poland. The levels of correction factors or the term for which certificates of origin will be granted obviously deserve consideration, but in the end, projects will be approved for implementation based on their effectiveness. It's also crucial in the context of maintaining the rights acquired in respect of projects that are already in place or in progress, and whose preparation and implementation phase spans

over several years.

Offshore farms make for a separate aspect of wind energy market; however, bearing in mind the complexity of investment preparation procedures and the limitations regarding the possibility of connection to the National Power Grid, completion of such projects by 2020 does not seem very likely. The new RES Act may create an opportunity for other RES technologies while maintaining the profitability of wind energy, and that's the type of projects our Company intends to get involved in.

9.3 System wsparcia po 2020 roku – zamierzenia Komisji Europejskiej³⁹ Support System Post 2020 – the European Commission Plans³⁹

Zdaniem Komisji Europejskiej obecne systemy regulacyjne dotyczące energetyki odnawialnej, obejmujące prawnie wiążące cele, plany krajowe, reformę administracyjną, wprowadzenie uproszczeń, funkcjonują zadowalająco. W szczególności przyczyniły się do szybszego od oczekiwanego rozwoju technologii generacji energii elektrycznej w OZE, zwłaszcza w zakresie sprawności źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych. Istniejące środowisko regulacyjne obejmuje jednak okres do roku 2020 i KE dostrzega konieczność podjęcia pilnych działań mających na celu dłuższą stymulację rozwoju rynku OZE. Komisja kładzie nacisk na zachowania przez

In the opinion of the European Commission, the current renewable energy framework of legally binding targets, national plans, administrative reform and introduced simplifications seems to work well. This results, in particular, from faster than expected development of technologies of electricity generation from RES, specifically with regard to efficiency of wind and photovoltaic sources. However, the existing regulatory framework expires in 2020, and the European Commission considers it necessary to take urgent steps aimed at ensuring a more long-term stimulation of the RES development market. The Commission

³⁹ Opracowane na podstawie Komunikatu Komisji Europejskiej do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów – Energia odnawialna: ważny uczestnik europejskiego rynku energii, COM(2012) 271 final, Bruksela 2012

³⁹ Based on the Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions – Renewable Energy – a major player in the European energy market, COM(2012) 271 final, Brussels 2012

Unię pozycji lidera w zakresie badań i rozwoju sektora OZE do momentu, w którym technologia podstawowych typów OZE pozwoli na utrzymanie i dalszy rozwój rynku bez systemu wsparcia, tj. jedynie w oparciu o ceny tzw. energii czarnej. W konsekwencji Komisja zakłada stopniowe wycofywanie dotacji na paliwa kopalne, dalsze wspieranie rynku uprawnień do emisji CO₂ oraz właściwie dobranych instrumentów podatków energetycznych. Dla budowy zintegrowanego wewnętrznego rynku energii odnawialnej Komisja zamierza m.in.:

- opracować wskazówki dotyczące najlepszych praktyk i doświadczeń z zakresu systemów wsparcia, co ma zapewnić spójność metod krajowych, zwiększyć opłacalność i przewidywalność systemu;
- wspierać mechanizmy współpracy międzynarodowej, które umożliwią państwom członkowskim osiągnięcie wiążących ich krajowych celów poprzez międzynarodowy handel energią odnawialną / certyfikatami pochodzenia;
- udoskonalać ramy prawne dotyczące współpracy energetycznej w rejonie Morza Śródziemnego (a docelowo również w zakresie współpracy z krajami Afryki Północnej);
- rozwijać infrastrukturę odbiorczą i przesyłową w kierunku modelu pełnej integracji sieci i wspólnego rynku energii UE.

emphasizes the importance of ensuring that the European Union maintains its research and development global leadership position in the RES sector until the technology available for the basic RES types will make it possible to maintain and further develop the market without a support system, i.e. on a basis of prices of the so-called black energy only. In consequence, the Commission assumes that it will gradually phase out fossil fuel subsidies, while continuing to support the CO₂ emission market and properly designed energy taxes. To build an integrated internal renewable energy market, the Commission is going to, without limitation:

- Develop guidelines on best practices and experience gained on support schemes to ensure greater consistency of national methods, as well as increase the cost-effectiveness and predictability of the system;
- Promote international cooperation mechanisms allowing Member States to achieve their national binding targets by trading renewable energy / certificates of origin;
- Improve the regulatory framework for energy cooperation in the Mediterranean region (and ultimately also for cooperation with the North African countries);
- Develop collection and transmission infrastructure toward the model of full integration of the common European network and market.

10 Projekty offshore

10.1 Potencjał produkcyjny Generation Potential

W roku 2011 u wybrzeży Europy wzniesiono 235 turbin, które tworzą dziewięć morskich farm wiatrowych wartych 2,4 mld euro o łącznej mocy 866 MW⁴⁰. W roku 2011 suma mocy zainstalowanej w farmach offshore wyniosła 3 813 MW⁴¹. W tym czasie na polskich obszarach morskich nie powstał jeszcze żaden projekt tego typu, mimo iż szacunkowa powierzchnia polskiej ekonomicznej strefy Bałtyku nadająca się do zagospodarowania przez morskie elektrownie wiatrowe to ok. 9 900 km².⁴² Co więcej, Polska strefa Morza Bałtyckiego oferuje jedno z najdogodniejszych warunków dla rozwoju energetyki offshore. Uwzględniając ograniczenia lokalizacyjne (w tym militarne, na potrzeby rybołówstwa, ochrony przyrody czy szlaków wodnych), łączny potencjał polskich obszarów morskich na użytek energetyki wiatrowej ocenia się na ok. 3 600 km²,

Offshore Projects

In 2011, 235 turbines were set up off the coast of Europe, making up nine offshore wind farms worth 2.4 billion EUR with the total capacity of 866 MW⁴⁰. In 2011 the cumulative capacity installed offshore amounted to 3,813 MW.⁴¹ During the same time, no such project was developed in the territorial waters of Poland, even though the estimated area of the Polish Baltic economic zone that may be used for offshore wind farm development comprises about 9,900 km².⁴² Moreover, Polish Baltic Sea zone offers some of the most favorable conditions for offshore power sector development. Taking into consideration location limitations, (including limitations of military nature, for fishery purposes, environmental protection or water routes), the total potential of Polish maritime areas that may be used for wind energy purposes is estimated at about 3,600 km²,

⁴⁰ The European offshore wind industry key 2011 trends and statistic, raport przygotowany przez Europejskie Stowarzyszenie Energii Wiatrowej (EWEA), styczeń 2012 r., str.3

⁴¹ Źródło - EWEA

⁴² J. Gajewski, K. Szeffler, B. Hac, Możliwość wykorzystania polskich obszarów morskich do rozwoju energetyki wiatrowej. Instytut Morski w Gdańsku; Rynek energii wiatrowej w Polsce- Konferencja i Targi – Ożarów Mazowiecki, 12-14 kwietnia 2011r.

⁴⁰ The European offshore wind industry key 2011 trends and statistic, a report drawn up by the European Wind Energy Association, January 2012, page 3

⁴¹ Source: EWEA

⁴² J. Gajewski, K. Szeffler, B. Hac, Wind energy development opportunities in Polish sea territory. Maritime Institute in Gdańsk; Wind energy market in Poland – Conference and Trade Fair – Ożarów Mazowiecki 12-14 April 2011

co stanowi ponad 36% całego dostępnego obszaru Bałtyku. Odpowiada on teoretycznej mocy rządu 35 GW, niemniej jednak ekonomicznie uzasadniona górna granica polskiego potencjału offshore nie przekracza 20 GW⁴³.

which constitutes over 36% of the entire available Baltic Sea area. That corresponds to the theoretical capacity of about 35 GW; however, at present, the economically viable volume (accounting for, e.g., distance from land) amounts to approximately 20 GW⁴³.

Polska odgrywa ważną rolę w strategii EDPR, która aktualnie jest liderem na rynku lądowych farm wiatrowych obsługując 190 MW w Polsce. Polskie morze ma duży potencjał rozwoju morskiej energetyki wiatrowej i jeżeli tylko będzie panowała dobra atmosfera biznesowa, EDPR będzie nadal zainteresowana rozwijaniem projektów na polskim Bałtyku.

Powstanie w kraju wiatrowych farm offshore to dla Polski ogromna szansa na skok w rozwoju gospodarczym i technologicznym. Farmy wiatrowe to nowe miejsca pracy i rewitalizacja przemysłu stoczniowo-portowego, który dostarczał będzie usługi i elementy potrzebne do rozwoju, budowy i eksploatacji morskich farm wiatrowych. Polskie stocznie już dziś eksportują elementy turbin, fundamentów i statki dla morskich farm wiatrowych działających na zagranicznych akwenach i nie ma wątpliwości, że powstanie nowych morskich farm wiatrowych w Polsce przyczyni się do rozwoju lokalnego przemysłu. Proces inwestycyjny w projektach offshore jest bardzo złożony. Przygotowywanie projektu do realizacji i główne etapy rozwoju projektu realizowane są przez wysoko wykwalifikowanych specjalistów. Ponieważ w Polsce nie powstała jeszcze żadna morska farma wiatrowa, jest silna potrzeba uzyskania dostępu do istniejącego know-how z zagranicy i tamtejszych doświadczeń. Dzięki współpracy pomiędzy firmami polskimi i doświadczonymi koncernami zagranicznymi sukces przemysłu wiatrowego na Bałtyku jest wyłącznie kwestią czasu. Bardzo często projekty, obecnie zlokalizowane głównie na zachodzie Europy, realizowane są przez konsorcja różnych firm współpracujące zarówno pod kątem finansowym, jak i technologicznym i jesteśmy przekonani, że podobna sytuacja będzie miała miejsce w Polsce.

Ostatni opublikowany projekt ustawy o OZE jest dla morskiej energetyki wiatrowej dużo lepszy niż jego pierwsza wersja. Sytuacja jest jednak dość daleka od optymalnej i pozostaje jeszcze kilka kwestii do bardziej szczegółowego wyjaśnienia. Współpracujemy z kilkoma organizacjami zrzeszającymi inwestorów, między innymi z SEO, które są pomocne przy przekazywaniu legislatorom naszych opinii i rozwiązań.



Jarosław Pole

Offshore Wind Business
Development Manager
EDP Renewables Polska Sp. z o.o.

Poland plays a key role in the strategy of EDPR whose 190 MW operation in Poland make it the current leader in the onshore wind market. The Polish sea has great potential for offshore wind energy development, and provided there is a favourable business context for investments EDPR intends to maintain its interest in developing projects in the Polish Baltic Sea.

Development of offshore wind farms in Poland offers great opportunities for economical and technological growth. Wind farms create new jobs and ensure revitalisation of the shipbuilding and harbour industries to provide services and supply materials for development, construction and operation of offshore wind farms. Polish shipyards are already exporting parts for turbines, foundations and ships for offshore wind farms that operate abroad, and there is no doubt that construction of new offshore wind farms located in Poland will contribute to the local industry's growth.

The entire offshore investment process is very complex. Preparation and main stages of project development are handled by highly qualified experts. Since the first offshore wind farm in Poland is yet to be built, there is strong interest in accessing the existing know-how outside Poland and in benefiting from the lessons learned. Fruitful cooperation between Polish companies and experienced foreign corporations guarantees that Baltic offshore wind industry's success is only a matter of time. It is often the case with the ongoing projects located primarily in Western Europe that investments in offshore wind farms are managed by consortia cooperating with regard to both financing and technology, and we are confident that a similar situation will happen in Poland.

The latest draft of the RES bill is much better than the first version for the interest of offshore wind development. However, the bill is far from perfect, and there are still several issues to be clarified in further detail. We continue to cooperate with several organizations that associate investors, such as SEO, which are helpful for communicating our opinions and solutions to legislators.

Zamieszczona mapa została opracowana przez Instytut Morski w Gdańsku. Wskazano na niej 109 miejsc o łącznej powierzchni 2 503,45 km², na które składają się:

- Ławica Odrzańska – 25 miejsc, 637,98 km²,
- Ławica Środkowa – 22 miejsca, 501,61 km²,
- Żarnowiec – 12 miejsc, 284,22 km²,
- Ławica Słupska – 50 miejsc, 1079,64 km².

The map presented above was developed by the Maritime Institute in Gdańsk. It marks 109 locations with the total area of 2,503.45 km² comprising:

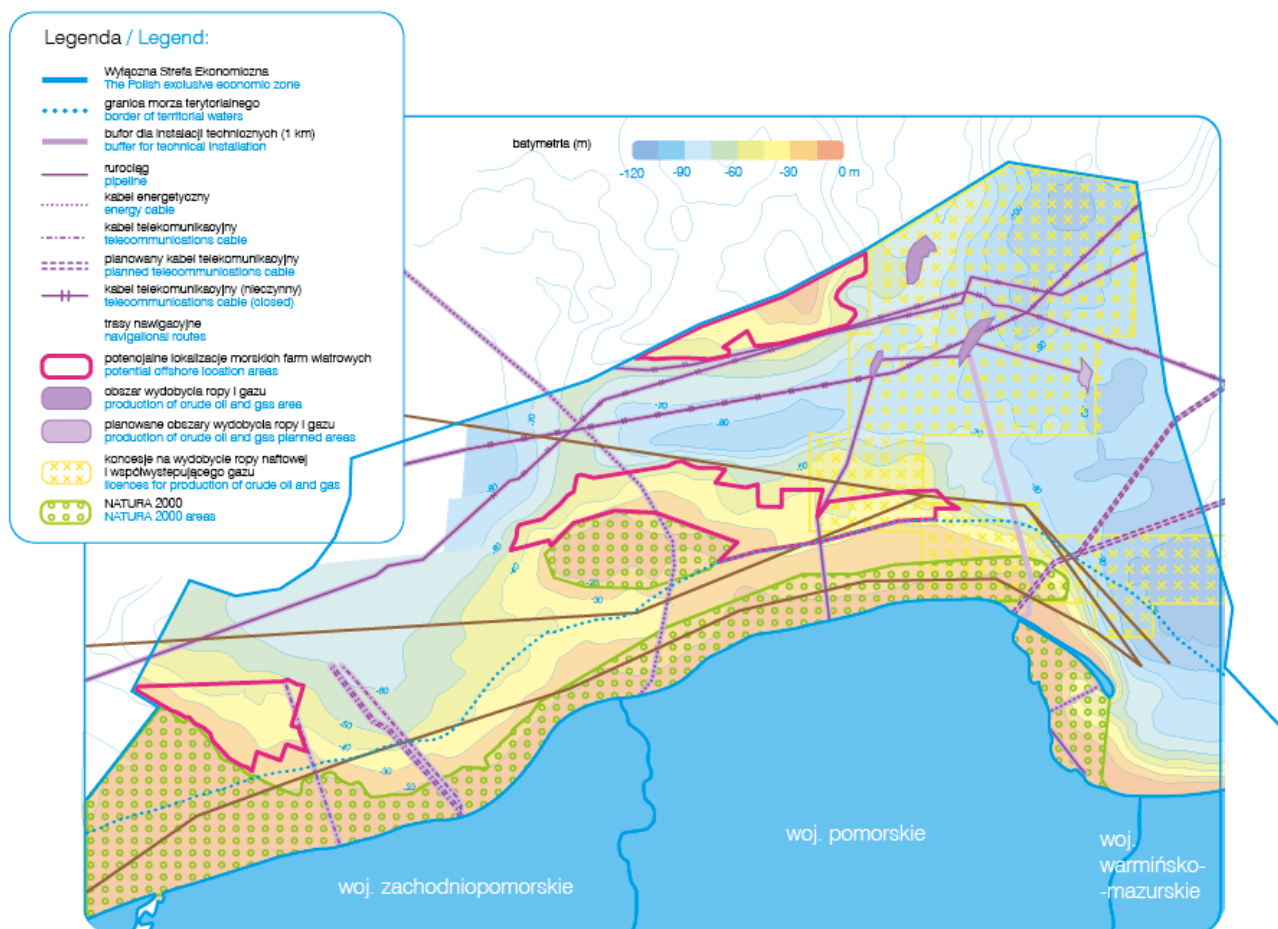
- Ławica Odrzańska – 25 locations, 637.98 km²,
- Ławica Środkowa – 22 locations, 501.61 km²,
- Żarnowiec – 12 locations, 284.22 km²,
- Ławica Słupska – 50 locations, 1,079.64 km².

⁴³ G. Wiśniewski (red.), Morski wiatr kontra atom, Instytut Energetyki Odnawialnej, Warszawa 2011, str. 20.

⁴³ G. Wiśniewski (ed.), Morski wiatr kontra atom [Sea Wind vs. Atom], Renewable Energy Institute, Warsaw 2011, page 20.



Mapa potencjalnych lokalizacji farm wiatrowych w polskiej wyłącznej strefie ekonomicznej Morza Bałtyckiego
Map of potential wind farm locations in the Polish Baltic Sea exclusive economic zone



★ źródło: Ministerstwo Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej
source: Ministry of Transport, Construction and Maritime Economy

10.2 Otoczenie biznesowo-prawne Business and Legal Environment

Jak dotąd w Polsce nie ma projektów inwestycyjnych offshore w wysokim lub średnim stadium zaawansowania, ani też kompleksowych projektów badawczych służących opomiarowaniu wietrzności, środowiska wodnego i dna morza. Przyczyną tego stanu rzeczy były do niedawna zaporowe normy prawa morskiego dotyczące tworzenia tzw. sztucznych wysp, które w jednej z wcześniejszych procedur przygotowawczych nakładały na przyszłego inwestora bardzo wysokie i bezzwrotne opłaty administracyjne przy bardzo wysokim ryzyku dyskontynuacji. Zmiany w ustawie o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, które weszły w życie 30 lipca 2011 roku, stanowią ważny, choć dopiero pierwszy krok w kierunku utworzenia akceptowalnych warunków inwestycyjnych dla morskiej energetyki wiatrowej. Efektem ponad rocznego obowiązywania przepisów jest złożenie w Ministerstwie Transportu, Budownictwa

Poland still cannot boast of offshore investment projects that have reached high or intermediate development stage, or comprehensive research projects aimed at measuring wind power, water environment and sea bottom. Up until recently, that state of affairs resulted directly from prohibitive maritime law standards concerning development of the so-called artificial islands, according to which future investors were charged with very high non-refundable administrative fees at one of the earliest stages of preparatory procedures, with a very high risk of investment discontinuation. Amendments to the Act on Maritime Zones of the Republic of Poland and Maritime Administration that came into effect on 30 July 2011 constitute an important though still an initial step toward establishing acceptable investment conditions for offshore wind energy sector. With the regulations having been in effect for over

i Gospodarki morskiej blisko 60 wniosków lokalizacyjnych na łączną moc rzędu ok. 31 tys. MW o wartości około ok. 400 mld zł. Wśród inwestorów którzy otrzymali pozwolenia na lokalizację sztucznych wysp są PKN Orlen, Kulczyk Investments, PGE belgijska spółka Deme oraz indywidualny deweloper. Nadal jednak istotną barierą w rozwoju tego rynku jest wysoka bezzwrotna opłata dodatkowa za wydanie pozwolenia na wznoszenie sztucznych wysp na obszarze wyłącznej strefy ekonomicznej (co wiąże się z ponoszeniem jeszcze większych kosztów związanych z posadowieniem turbin daleko od brzegu). Z drugiej jednak strony nową zachętą dla inwestorów z pewnością będzie ustanowienie wysokiego (1,8) współczynnika korekcyjnego dla zielonych certyfikatów uzyskanych z działalności morskiej farmy, który jest przewidziany w projekcie ustawy o OZE. Zmiany w otoczeniu prawnym należy uznać za idące w dobrym kierunku i wolno mieć nadzieję, że dzięki nim już w najbliższych latach pojawią się w polskiej strefie Bałtyku pierwsze platformy pomiarowe, bez których trudno wyobrazić sobie przeprowadzenie podstawowych analiz środowiskowych, geotechnicznych i ekonomicznych niezbędnych dla realizacji morskich farm wiatrowych.

a year, the Ministry of Transport, Construction and Maritime Economy has received close to 60 location applications, for a total capacity of about 31 thousand MW, with a value of about 400 billion PLN. Investors who have been granted artificial island location permits include PKN Orlen, Kulczyk Investments, PGE, a Belgian corporation Deme, and an individual developer. However, a high non-refundable additional fee for issuing a permit for artificial island construction in the exclusive economic zone (increasing even more the costs associated with situating turbines far away from the land) still constitutes a material barrier for the development of that market. On the other hand, a new high (1.8) correction rate stipulated in the RES Act draft for green certificates obtained from offshore wind farm operations will certainly constitute a new incentive for investors.

Changes of the legal framework must certainly be considered as steps in the right direction, and one can only hope that the coming decades will bring the first measuring platforms to the Polish Baltic zone, as without them any general environmental, geotechnical or economic analyses required to develop offshore wind farms.

10.3 Zakładane etapy przygotowania i realizacji inwestycji w morską farmę wiatrową

Assumed Offshore Wind Farm Development and Implementation Stages

Poniżej prezentujemy zakładane etapy⁴⁴ realizacji inwestycji offshore. W zależności od przypadku poszczególne etapy mogą się różnić w szczególności kolejnością wykonywania.

The list below presents assumed offshore investment development phases⁴⁴. Individual stages may differ on a case-by-case basis, especially with regard to the specific order of their completion.



1	Wybór lokalizacji morskiej farmy wiatrowej, w tym wstępna analiza: • uwarunkowań środowiskowych, • możliwości przyłączenia.	Selecting offshore wind farm location, including preliminary analysis of: • Environmental considerations, • Connection possibilities.
2	Uzyskanie pozwolenia na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich.	Obtaining the permit to erect and use artificial islands, structures and facilities in Polish sea territory.
3	Uzyskanie decyzji o uwarunkowaniach środowiskowych dla morskiej farmy wiatrowej (w tym przygotowanie oceny oddziaływania na środowisko).	Obtaining environmental considerations decision for an offshore wind farm (including drafting environmental impact assessment).
4	Analiza wietrzności.	Conducting wind power density analysis.
5	Zawarcie umowy o przyłączenie do sieci.	Concluding grid access agreement.
6	Uzyskanie decyzji o uwarunkowaniach środowiskowych dla przyłącza.	Obtaining environmental considerations decision for the connection.

⁴⁴ Na podstawie: M. Stryjecki, K. Mielniczuk, J. Biegaj, Przewodnik po procedurach lokalizacyjnych i środowiskowych dla farm wiatrowych na polskich obszarach morskich, Warszawa 2011, str. 22-23

⁴⁴ Based on: M. Stryjecki, K. Mielniczuk, J. Biegaj, Guidebook to Location and Environmental Procedures for Wind Farms in Polish Sea Territory, Warsaw 2011, pp. 22-23

7	Wybór dostawcy urządzeń elektroenergetycznych.	Selecting power equipment supplier.
8	Przygotowanie projektu budowlanego i uzyskanie decyzji budowlanych.	Developing construction design, and obtaining construction decisions.
9	Uzyskanie pozwolenia na układanie i utrzymywanie podmorskich kabli.	Obtaining a permit for undersea cables to be laid and serviced.
10	Uzgodnienia pozwolenia na układanie kabli w wyłącznej strefie ekonomicznej.	Making arrangements regarding a permit to lay cables in an exclusive economic zone.
11	Uzyskanie decyzji lokalizacyjnej dla przyłączy naziemnych (uzgodnienie lokalizacji inwestycji celu publicznego).	Obtaining an overground connection location decision (agreeing on the location of a public purpose investment).
12	Pozwolenie na budowę przyłączy naziemnych.	Obtaining an overground connection construction permit.
13	Uzyskanie koncesji na wytwarzanie energii z OZE.	Obtaining a renewable energy generation license.
14	Proces budowy morskiej farmy wiatrowej wraz z przyłączem lądowym.	Executing the construction of an offshore wind farm with an onshore connection.
15	Proces uruchamiania morskiej farmy wiatrowej.	Commissioning of the offshore wind farm.

10.4 Bariery sieciowe Grid-related Barriers

Supergrid

Europejski projekt Supergrid zakłada stworzenie sieci przesyłu energii elektrycznej dużej mocy ułatwiającego przekazywanie energii z odległych źródeł wytwarzania (np. offshore) do ośrodków konsumpcji. System miałby połączyć systemy elektroenergetyczne wszystkich krajów UE wraz ze źródłami pochodzącymi z morskich farm wiatrowych oraz elektrowniami słonecznymi umiejscowionymi w Afryce północnej, które mogłyby tam w przyszłości powstać. Celem przedsięwzięcia ma być umożliwienie efektywniejszego bilansowania energii elektrycznej produkowanej w źródłach odnawialnych, a tym samym wsparcie rozwoju sektora OZE i maksymalna redukcja emisji CO₂ w całej Europie do 2050 r. Supergrid ma urzeczywistnić ideę jednolitego rynku energii elektrycznej, zapewnić wysoką konkurencyjność źródeł wytwarzania energii, zwłaszcza tych najnowocześniejszych technologicznie. Istotnym skutkiem stworzenia paneuropejskiej sieci przesyłu ma być zwiększenie bezpieczeństwa oraz stabilności dostaw energii dla odbiorców końcowych. Projekt Supergrid jest zamierzeniem śmiałym, co do którego eksperci przedstawiciele branży czy poszczególne państwa UE mają szereg wątpliwości dotyczących m.in. planowania inwestycji w takiej skali, jej finansowania, a następnie własności systemu oraz nadzoru nad nim. Przyszłość systemu Supergrid jest niepewna, zwłaszcza w jego północnoafrykańskiej części, gdzie obok trudności o charakterze polityczno-prawnym występują poważne ograniczenia technologiczne dla masowej instalacji źródeł

Supergrid

The European Supergrid project assumes that a high-capacity electricity transmission grid will be developed to facilitate energy transmission from remote generation sources (e.g. offshore) to consumption centers. The system would connect power systems of all EU countries with offshore wind farm sources and solar power plants in North Africa that could be set up there in the future. The investment is aimed at enabling more effective balancing of electricity generated from renewable sources, and hence supporting the RES sector and maximally reducing CO₂ emissions throughout Europe by 2050. The objective of Supergrid is to make the idea of the uniform electricity market a reality, and to ensure higher competitiveness of energy generation sources, particularly those most technologically advanced. An important effect of development of the Pan-European transmission grid is to be increasing the security and stability of energy supply to end customers. The Supergrid project is certainly a bold venture that arises a number of concerns from experts, representatives of the industry or individual EU countries, especially with regard to planning of such a large-scale investment, financing, as well as system ownership and supervision.

The future of the Supergrid system is uncertain, particularly with regard to its North African section, where political and legal problems exist alongside serious technological limitations related to a mass installation of photovoltaic sources in such an environment. Regardless

fotowoltaicznych w tym środowisku. Niezależnie od tego, pierwszy etap Supergrid znajduje się już w fazie realizacji. Mowa o połączeniu morskich farm wiatrowych na Morzu Północnym oraz systemów energetycznych nadbrzeżnych krajów tego akwenu. W maju 2011 r. rozpoczęto budowę 260 km linii wysokiego napięcia między Wielką Brytanią i Holandią.

of that, the first stage of the Supergrid project is already being implemented. It comprises connecting offshore wind farms in the Northern Sea with coastal energy systems of the countries in that sea basin. In May 2011 the construction of 260 km of high-voltage line between the United Kingdom and the Netherlands was started. The so-called Baltic Grid is also at the planning phase.



Schemat supergrid / Supergrid diagram



* źródło / source: <http://jherrerosdc.typepad.com/jhscd/2010/04/investing-in-midsized-renewable-energy-power-plants-makes-more-sense-remember-smaller-is-better.html>

Sieć na Bałtyku

W fazie planowania jest tzw. Baltic Grid – część przyszłego systemu Supergrid. W czerwcu 2009 r. osiem krajów nadbałtyckich, w tym Polska, podpisały memorandum w sprawie planu działań związanych z połączeniem kablami podmorskimi systemów elektroenergetycznych⁴⁵. Zawarte porozumienie nie zakłada jednak połączeń z polskim systemem przesyłowym, bowiem w owym czasie polski rząd nie dysponował strategią rozwoju w tym zakresie. Z tej przyczyny już w listopadzie 2009 r. opracowano koncepcję przemysłowej podmorskiej sieci elektroenergetycznej w polskich obszarach morskich pod nazwą „Polskie Sieci Morskie” w ramach konsorcjum firm z sektora energetycznego i konsultingowego. Projekt zakłada połączenie obszarów, na których mogą powstać morskie farmy wiatrowe wraz z sieciami przesyłowymi, które będą łączyć Polskę z innymi krajami nadbałtyckimi (obecnie istniejące połączenie z Szwecją, a w przyszłości także z Danią). Projekt określa też miejsca, w których powinny powstać połączenia z krajowym systemem przesyłowym na lądzie.

Baltic Grid

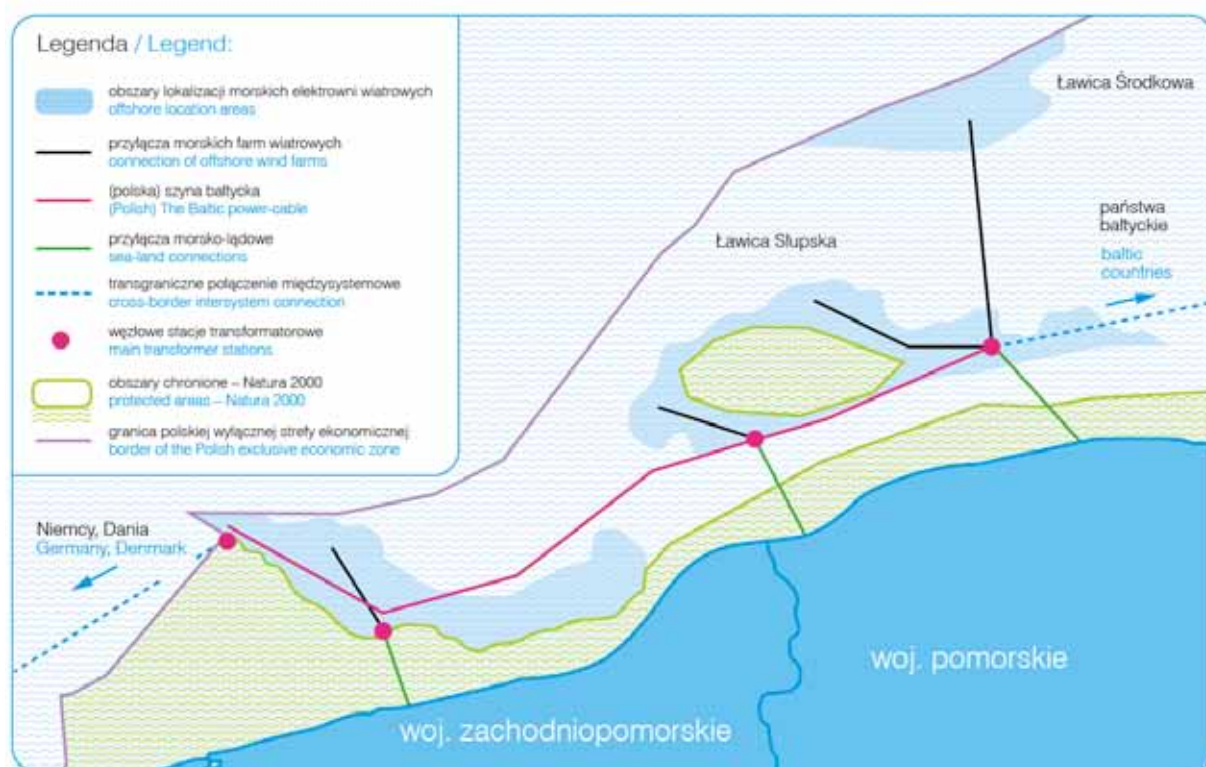
Plans are also in place regarding the so-called Baltic Grid – a section of the future Supergrid. In June 2009 eight Baltic Sea countries, including Poland, signed a memorandum regarding plan of actions related to connecting their electricity systems with underwater cables⁴⁵. However, the agreement does not assume that connection will be established with the Polish transmission system, as at that time Polish government did not have a development strategy in that regard. Because of that, in November 2009 a consortium of power and consulting sector companies developed a concept of an industrial underwater energy grid in Polish sea waters, referred to as the “Polish Offshore Grid”. The project assumes connecting areas constituting potential location for offshore wind farms with transmission grids connecting Poland with other Baltic countries (the currently existing connection with Sweden, and a future one with Denmark). The project also indicates locations where connections with the national transmission system should be built onshore.

⁴⁵ Memorandum of Understanding on Baltic Energy Market Interconnection Plan – BEMIP

⁴⁵ Memorandum of Understanding on Baltic Energy Market Interconnection Plan – BEMIP



System Polskich Sieci Morskich® – wizja do 2050 r. Planned Polish Offshore Grid Diagram



★ źródło: „Polskie Sieci Morskie”, założenia koncepcyjne przesyłowej podmorskiej sieci elektroenergetycznej w polskich obszarach morskich, Gdańsk, 23.11.2009, str.11.
source: “Polish Offshore Grids”, conceptual assumptions of an underwater electricity transmission system in Polish sea waters, Gdańsk, 23 November 2011, page 11

Możliwości polskiej infrastruktury nadbrzeżnej

Niestety System Polskich Sieci Morskich na razie pozostaje jedynie na papierze. Bez realizacji tego lub podobnego projektu inwestycje w morskie farmy wiatrowe pozostaną jedynie w sferze planów. Zakłada się, że powodów technicznych do roku 2025 PSE Operator będzie w stanie odebrać jedynie 3 GW mocy ze źródeł morskich, a i to dopiero po rozbudowie sieci, ponieważ obecna infrastruktura przesyłowo-rozdzielcza na wybrzeżu pozwoliłaby na wyprowadzenie jedynie ok. 1 GW. Biorąc pod uwagę ambitne plany inwestorów, którzy otrzymali pozwolenia na wznoszenie sztucznych wysp, jedynie pierwszy inwestor, który otrzyma warunki przyłączenia, będzie mógł przyłączyć farmę wiatrową bez radykalnej rozbudowy sieci. Pierwszy kompletny wniosek w tej sprawie na 1,2 GW wpłynął od Kulczyk Investments, co w praktyce może oznaczać konieczność rewizji harmonogramu inwestycyjnego dla pozostałych⁴⁶. Projekt ustawy o OZE wprowadza mechanizm zapewniający przedłużenie pozwolenia lokalizacyjnego dotyczącego sztucznej wyspy w przypadku, gdy nie można będzie wyprowadzić mocy z farmy z przyczyn leżących po stronie lądowej infrastruktury przesyłowej.

⁴⁶ http://biznes.gazetaprawna.pl/artykuly/623110,energetyka_kulczyk_wygrywa_morze.html

Polish Coastal Infrastructure Capacity

Unfortunately, the Polish Offshore Grid System concept still exists on paper only. If that or similar project is not implemented, offshore wind farm investments will never enter an execution phase. According to predictions, technical considerations will allow PSE Operator to only absorb 3 GW of offshore power by 2025 and only provided the grid is expanded, as the existing coastal transmission and distribution infrastructure would only allow for a mere 1 GW to be distributed. Considering ambitious plans of the investors who were granted artificial island permits, only the first investor to be granted connection terms will be able to connect their wind farm without a radical grid expansion. The first complete application for 1.2 GW was submitted by Kulczyk Investments, which in practical terms may mean that the investment schedule for other investors may have to be revised⁴⁶. The RES Act bill introduces a mechanism that ensures that a location permit issued for an artificial island will be extended if the farm capacity cannot be absorbed for reasons attributable to the onshore transmission infrastructure.

⁴⁶ http://biznes.gazetaprawna.pl/artykuly/623110,energetyka_kulczyk_wygrywa_morze.html

10.5 Bariery technologiczne Technological Barriers

Morskie farmy wiatrowe stanowią wyzwanie prawne, techniczne i ekonomiczne o zupełnie innej naturze i skali niż ma to miejsce w przypadku farm lądowych. Każdy projekt typu offshore jest zależny od wielu czynników, w tym charakterystyki geotechnicznej dna, odległości od lądu, głębokości morza, rodzaju zastosowanej technologii. Morska energetyka wiatrowa jest stosunkowo młodym podsektorem, który jednak szybko ewoluuje. W pierwszej kolejności należy zauważyć, że średnia wielkość morskiej farmy wiatrowej w 2011 r. wyniosła prawie 200 MW i była większa od ubiegłorocznej o 29% (45 MW). Widoczne zatem są tendencje do instalowania turbin i realizacji parków o coraz większej mocy. Średnia moc znamionowa instalowanych turbin za ubiegły rok to 3,6 MW w porównaniu do 3 MW w roku poprzedzającym. W roku 2011 pojawiły się 23 nowe modele turbin offshore, przy czym trwają prace nad urządzeniami bardzo dużej mocy, w tym gigantami rzędu 15 MW. Pojawiają się także technologie zmierzające do obniżenia awaryjności turbin, a tym samym kosztów serwisowania, poprzez stosowanie generatorów bezprzekładniowych. Zwiększa się również zakres odległości realizowanych projektów od linii brzegowej (po oddaniu farm, które obecnie są w budowie, średnia odległość wynosić będzie 33,2 km, a średnia głębokość morza ponad 25 m). Większe odległości i głębokości wymagają nowych rozwiązań w konstrukcji fundamentów. Trwają m.in. intensywne

The nature and scale of legal, technical and economic challenges associated with offshore wind farms is completely different from that of onshore farms. Each offshore project is affected by a number of factors, including geotechnical quality of the sea bottom, distance from shore, sea depth, or type of technology applied. Offshore power sector constitutes a relatively young yet rapidly evolving industry. First and foremost, it should be pointed out that in 2011 the average size of an offshore wind farm came up to nearly 200 MW, thus exceeding the previous year's value by 29% (45 MW). This confirms a clear tendency to install increasingly high capacity turbines and wind farms. Last year, the average rated power of installed turbines amounted to 3.6 MW as compared to 3 MW in the preceding year. 2011 witnessed addition of 23 new models of offshore turbines, with work continuing on very high capacity facilities, including giants in the neighborhood of 15 MW. New technologies are being developed with a view to reducing turbine failure potential, thereby lowering service costs, by using gearless generators. The range of distance between executed projects and the coast line is also growing (once the farms that are currently under construction are completed, the average distance will be 33.2 km, at the average sea depth of over 25 m). Greater distances and depths require new solutions regarding foundation construction. Intense research

Za rozbudowę systemu przesyłowego, m.in. dla przyszłych morskich farm wiatrowych w polskiej strefie ekonomicznej Bałtyku odpowiada Operator Systemu Przesyłowego (OSP), a więc to PSE Operator będzie prowadził prace i ponosił koszty powiązania morskich farm wiatrowych z systemem elektroenergetycznym. Dotyczy to prac związanych z przyłączeniem farmy w stacji elektroenergetycznej oraz rozbudowy sieci w celu umożliwienia przesłania w głąb systemu mocy generowanej przez farmę. Natomiast, zgodnie z obecnie obowiązującymi regulacjami, po stronie inwestora farmy wiatrowej będą leżały działania i koszty związane z budową farmy wiatrowej oraz budową infrastruktury umożliwiającej podłączenie jej do sieci, aż do wskazanej stacji elektroenergetycznej.

O możliwościach przyłączenia do sieci elektroenergetycznej odnawialnych źródeł energii, w tym w szczególności farm wiatrowych, decydują bowiem dwa podstawowe czynniki:

- sieciowy – polegający na ocenie warunków pracy sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnej w zakresie wystąpienia przeciążeń linii w normalnych i awaryjnych stanach pracy sieci elektroenergetycznej, po przyłączeniu nowych źródeł;
- bilansowy – polegający na ocenie możliwości zbilansowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego przez OSP, tj. zachowania równowagi zapotrzebowania na moc elektryczną z dostawami tej mocy.



dr Henryk Majchrzak

Prezes Zarządu
PhD, CEO of
PSE Operator SA

The extension of the transmission system for the future offshore wind farms in the Polish economic zone of the Baltic Sea is, among others, the responsibility of the Transmission System Operator (TSO) so it is PSE Operator that will perform the works and incur the costs of connecting offshore wind farms to the power system. This applies to the works related to the connection of a farm to the substation and the extension of the grid to enable the transmission of power generated by the farm. However, pursuant to the currently applicable regulations, it is the wind farm investor which is responsible for any actions and costs related to the construction of the wind farm and infrastructure enabling its connection to the grid, i.e. to the designated substation.

The possibility of connecting renewable energy sources and in particular wind farms to the grid is determined by two basic factors:

- network factor: consisting in the assessment of operating conditions of the transmission and distribution networks as for the occurrence of line overloads in both standard and emergency power grid operating conditions after the connection of new sources;

- balance factor: consisting in the assessment of the possibility of balancing the National Power System by the TSO, i.e. maintaining the balance between the power demand and power supply.

The assessment of the first factor determines investments in the network extension, the completion of which will allow connecting

Z oceny pierwszego czynnika wynikają inwestycje w zakresie rozbudowy sieci, których wykonanie umożliwi przyłączenie i wyprowadzenie mocy z nowych źródeł. Inwestycje te są uwzględniane w planie rozwoju sieci przesyłowej. Uzgodnienie planu rozwoju przez Prezesa URE zapewnia środki niezbędne na rozbudowę sieci przesyłowej. Aktualny plan rozwoju przewiduje nakłady inwestycyjne w wysokości około 23 mld zł do roku 2025, w tym do roku 2016 – 8,2 mld zł. Znacząca część nakładów inwestycyjnych przewidziana jest na rozbudowę sieci przesyłowej na północy kraju w celu przyłączenia nowych źródeł wytwarzających, w tym morskich farm wiatrowych.

W zakresie czynnika bilansowego należy zauważyć, że do chwili obecnej operator systemu przesyłowego i operatorzy systemów dystrybucyjnych określili warunki przyłączenia dla farm wiatrowych na moc ponad 19 tys. MW, w tym dla ponad 13 tys. MW zostały zawarte umowy o przyłączenie. PSE Operator określił też warunki przyłączenia dla pierwszej farmy wiatrowej na morzu o mocy 1,2 tys. MW. Wpływają i spodziewamy się, że nadal będą wpływały kolejne wnioski dla morskich farm wiatrowych. Z kolei to, ile jest miejsca dla energii ze źródeł wiatrowych w bilansie mocy systemu elektroenergetycznego zależy przede wszystkim od zapotrzebowania w tzw. dolinach nocnych oraz zdeterminowanej w tym czasie generacji innych źródeł wytwarzających (ze względów technologicznych, w związku z produkcją ciepła, dla utrzymania parametrów prac sieci itp.). Wielkość ta jest ściśle określona oraz skończona.

PSE Operator po wpłynięciu każdego kolejnego wniosku o przyłączenie opracowuje tzw. ekspertyzę przyłączeniową, w celu oceny zarówno czynnika sieciowego jak i czynnika bilansowego. Biorąc pod uwagę aktualny stan w zakresie wydanych warunków przyłączenia i zawartych umów o przyłączenie farm wiatrowych należy stwierdzić, że możliwości przyłączenia farm wiatrowych ze względów bilansowych uległy praktycznie wyczerpaniu.

and distributing power from new sources. These investments are included in the transmission network development plan. The approval of the development plan by the President of the EIRO ensures the funds required for the transmission network extension. The current development plan provides for the investment expenditure amounting to approx. PLN 23 billion by 2025, including PLN 8.2 billion by 2016. A considerable part of the investment expenditure is to be spent on the extension of the transmission network in the north of Poland in order to connect new generation sources, including the offshore wind farms.

As far as the balance factor is concerned, it should be noted that so far the transmission system operator and distribution system operators have defined the conditions for connecting wind farms with the total capacity exceeding 19,000 MW, including connection agreements concluded for over 13,000 MW. PSE Operator has also defined conditions for connection of the first offshore wind farm with the capacity of 1,200 MW. Next applications regarding offshore wind farms are being received and we expect more of them to be filed in the future. On the other hand, the amount of power acceptable from wind sources in the energy balance of the power system mainly depends on the demand in so-called night off-peak periods and generation from other sources determined at that time (due to technological reasons, in connection with heat generation, for the maintenance of network parameters, etc.). This amount is clearly defined and finite.

After receiving each subsequent application, PSE Operator draws up a so-called connection expert opinion in order to assess both the network and balance factors. Taking the current state regarding the issued conditions for connection and concluded agreements for the connection of wind farms into consideration, it should be stated that due to the balance considerations the possibilities for connecting wind farms have been practically exhausted.

badania nad fundamentami pływającymi umożliwiającymi instalację siłowni wiatrowych na głębokościach przekraczających 50 m, jednak te wymagają jeszcze szeregu lat badań. Już dziś jednak konstrukcyjne elementy morskich farm wiatrowych mają znacznie większy udział w łącznych kosztach projektu, niż ma to miejsce w projektach lądowych. Zwiększenie odległości od brzegu powoduje również wyższe straty związane z przesyłem. W odpowiedzi na to wyzwanie obserwuje się obecnie znaczny postęp techniczny w produkcji podmorskich kabli wysokiego napięcia, gdzie dominują rozwiązania dla prądu stałego z wykorzystaniem najnowocześniejszych materiałów i technologii⁴⁷.

is done, among others, on floating foundations that would make it possible to install wind turbines at depths greater than 50 meters; that, however, will require many more years of extensive tests. However, construction components of offshore wind farms already make up a much higher share in total project costs compared to onshore projects. Another consequence of increasing the distance from the shore comes in the form of higher transmission losses. In reaction to this challenge, substantial technological progress can be observed in production of undersea high-voltage cables, with dominating solutions designed for direct current using cutting-edge materials and technologies⁴⁷.

10.6 Poziom wsparcia dla morskich farm wiatrowych Level of Support for Offshore Wind Farms

Farmy wiatrowe na morzu nie powstaną bez systemu wsparcia, gdyż przy dzisiejszej technologii jeszcze długo nie będą w stanie osiągnąć oczekiwanego przez inwestorów poziomu rentowności z samej sprzedaży energii czarnej. Jak pokazują szacunki, wartość nakładów inwestycyjnych na 1 MW mocy zainstalowanej powinien mieścić się w przedziale 3,02 mln euro/MW – 3,72 mln euro/MW (mediana 3,31 mln euro/MW)⁴⁸.

Offshore wind farms cannot become a reality without a support system, as with the currently available technology they will not, for a long time, be able to achieve the profitability level expected by the investors out of black energy sale only. Estimates indicate that investment expenditure per 1 MW of installed capacity should range from 3.02 million EUR/MW to 3.72 million EUR/MW (a median of 3.31 million EUR/MW)⁴⁸. The difference between the total electricity generation cost and the

⁴⁷ www.frost.com/prod/servlet/press-release.pag?docid=253015417

⁴⁸ Analiza wymaganego poziomu wsparcia dla morskich elektrowni wiatrowych w Polsce w perspektywie do 2025 roku, Fundacja na Rzecz Energetyki Zrównoważonej – Grupa Doradcza SMDI, Warszawa, 16 stycznia 2012 r., str. 29 i następne

⁴⁷ www.frost.com/prod/servlet/press-release.pag?docid=253015417

⁴⁸ Analysis of Support Required for Offshore Wind Farms in Poland by 2025, Foundation for Sustainable Energy Industry – SMDI Advisory Group, Warsaw, 16 January 2012, pp. 29 et seq.

Różnica między całkowitym kosztem wytworzenia energii a przychodami ze sprzedaży energii, określana jako luka przychodowa, powinna zostać pokryta przychodem ze sprzedaży świadectw pochodzenia. Ze względu na rozwój technologii jak i spodziewany wzrost cen energii (o ile finalny kształt ustawy o OZE nie będzie przewidywał ich zamrożenia), wielkość luki powinna w perspektywie lat 2012-2025 stopniowo maleć z poziomu ok. 578 zł/MWh do około 165 zł/MWh⁴⁹. Szacuje się, że w latach 2012-2016 wartość współczynnika korekcyjnego powinna wynosić minimum 2,1, a w latach 2017-2021 wystarczający byłby poziom 1,5. Tymczasem w ustawie o OZE zaplanowano poziom wsparcia do roku 2017 na poziomie 1,8, co jednak najprawdopodobniej nie będzie miało do tego czasu praktycznego znaczenia z uwagi na brak zainstalowanych mocy.

income from energy sales, referred to as the income gap, should be covered by the income from sales of certificates of origin. Taking into consideration technological development and the expected rise in energy prices (as long as the final RES act will not assume their fixing), the gap should be slowly shrinking from about 587 PLN/MWh to about 165 PLN/MWh over the period of 2012-2025⁴⁹. During the years 2012-2016 the correction rate value is expected to be at least 2.1, and over the period 2017-2021 the sufficient level would be 1.5. Meanwhile, the scheme incorporated in the RES Act sets the support at 1.8 until 2017, which most probably will not have any practical significance in that time perspective due to the absence of installed capacity.

11 Prognozy – sektor wiatrowy ogółem

Według najnowszego raportu EWEA⁵⁰ (European Wind Energy Association) pod koniec 2011 roku łączna moc zainstalowana w energetyce wiatrowej w UE wyniosła 93 957 MW, czyli o 11% więcej niż w 2010 r. W Polsce rynek rozwija się znacznie bardziej dynamicznie, gdyż zanotowano wzrost o 36,95% rok do roku przy łącznej mocy zainstalowanej na poziomie 1 616 MW. Przy założeniu średniego rocznego wzrostu gospodarczego w wysokości 3,4% zapotrzebowanie na finalną energię elektryczną wzrośnie do wielkości prawie 140 TWh w 2020 r. i 168 TWh w roku 2030. W całym prognozowanym okresie zakłada się największy wzrost udziału OZE w produkcji energii elektrycznej netto wraz ze wzrostem mocy turbin gazowych utrzymywanych jako moce rezerwowe i bilansujące. Według prognoz udział energii z OZE zarówno w roku 2020 jak i 2030 wyniesie 17%, z tym że zmianie ulegnie jej struktura produkcyjna, w szczególności relacja energii z biomasy (spadek z 8 do 4%) do energii wiatrowej (wzrost z 6-10%)⁵¹.

Według różnych źródeł szacuje się wielkość polskiego sektora wiatrowego na 11-13 GW w roku 2020 (Offshore-Grid i PSEW) i 21 GW w 2030 r. (OffshoreGrid). Ostrożniejsze szacunki, opierające się m.in. na antycypowanych ograniczeniach przyłączeniowych po stronie infrastruktury sieciowej, zakładają w roku 2020 r. nie więcej niż 8-9 GW na lądzie.

Polska z półrocznym opóźnieniem przyjęła i notyfikowała w Komisji Europejskiej w grudniu 2010 roku Krajowy Plan Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych (KPD). Według założeń tam zawartych, w wariantie najbardziej prawdopodobnym, w latach 2011-2020 moc zainstalowana lądowych farm wiatrowych będzie wzrastać rocznie

Forecasts – Wind Sector in General

According to the latest report drawn up by EWEA⁵⁰ (European Wind Energy Association) the total installed capacity in wind energy sector in the European Union amounted to 93,957 MW at the end of 2011, i.e. 11% more than in 2010. The market development in Poland has been much more dynamic, since the recorded year-to-year growth amounted to 36.95% with the total installed capacity of 1,616 MW. Assuming the average annual economic growth of about 3.4%, the demand for end-user electricity is going to increase up to almost 140 TWh in 2020 and 168 TWh in 2030. During the entire forecast period, the RES share is expected to grow the most in net electricity generation, alongside an increase in the capacity of gas turbines maintained as reserve and balancing capacity. Forecasts indicate that the share of renewable energy will amount to 17% both in 2020 and 2030, but its generation structure will change, in particular in the context of the relation between the biomass-derived energy (drop from 8 to 4%) and the wind energy (rise from 6 to 10%)⁵¹.

Various sources estimate that Polish wind sector capacity will amount to 11-13 GW in 2020 (OffshoreGrid and PSEW), and to 21 GW in 2030 (OffshoreGrid). More careful estimates based, among others, on anticipated connection limitations arising from grid infrastructure assume not more than 8-9 GW of onshore energy in 2020.

In December 2010 Poland adopted the National Renewable Energy Action Plan (NREAP) and notified it to the European Commission, with a six month delay. According to the assumptions of the Plan, based on the most likely scenario, in 2011-2020 the installed capacity of onshore wind farms will grow by about 450 MW per year. The first offshore wind farm is only planned to be put into

⁴⁹ *Ibidem*, str. 6

⁵⁰ EWEA, Wind in power – 2011 European statistic, 2012 r., str. 3

⁵¹ Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwo i energię do roku 2030, Agencja Rynku Energii S.A. na zlecenie Ministerstwa Gospodarki, Warszawa, wrzesień 2011 r.

⁴⁹ *Ibidem*, p. 6

⁵⁰ EWEA, Wind in power – 2011 European statistic, 2012 p. 3

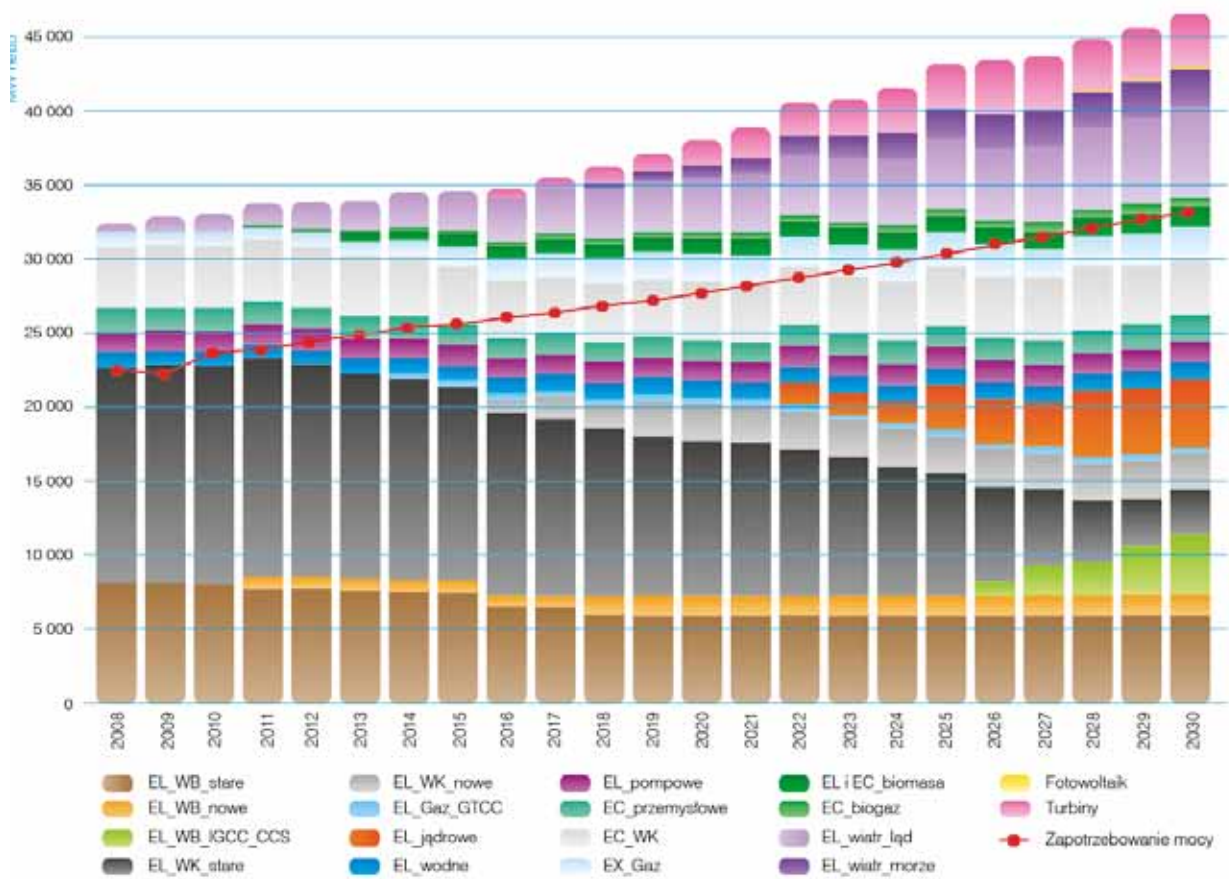
⁵¹ Updated Fuel and Energy Demand Forecast by 2030, Agencja Rynku Energii S.A. as commissioned by the Ministry of Economy, Warsaw, September 2011

o ok. 450 MW. Uruchomienie pierwszej morskiej farmy wiatrowej zakładane jest dopiero w 2020 roku. Dodatkowo w obliczeniach uwzględniono rozwój elektrowni wiatrowych niewielkiej mocy (instalacje rzędu 1-10 kW w miastach i do 100 kW na obszarach wiejskich), które mają osiągnąć całkowitą moc ok. 550 MW⁵². Zdaniem ekspertów⁵³ założenia KPD dotyczące udziału energetyki wiatrowej, w ramach obowiązku osiągnięcia 15% energii z OZE w 2020 r., zostały stanowczo niedoszacowane. Oznacza to, że KPD zakłada osiągnięcie wyznaczonego dyrektywą 2009/28/WE celu przy użyciu technologii droższych i mniej efektywnych, w szczególności współpalania biomasy. Krajowy Plan Działania zakłada, że Polska powinna osiągnąć udział energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii w bilansie zużycia energii ogółem na poziomie 10,19% w roku 2012, 11,13% w 2013 r. oraz 12,19% w 2014 r.⁵⁴

service in 2020. Additionally, calculations account for the development of low capacity wind farms (installations of 1-10 kW in urban areas, and up to 100 kW in rural areas), which are supposed to reach an aggregate capacity of approximately 550 MW.⁵²

Experts⁵³ claim that the NREAP assumptions regarding wind energy share, in the context of the obligation to attain 15% energy from RES by 2020, have been substantially underestimated. That means that the NREAP assumes that the goal set forth in the Directive 2009/28/EC will be accomplished by applying more costly and less effective technologies, particularly biomass co-combustion. The National Renewable Energy Action Plan assumes that Poland should attain a 10.19% share of electricity generated from renewable sources in total energy consumption in 2012, with the share at the level of 11.13% in 2013 and 12.19% in 2014.⁵⁴

Prognoza zmian struktury źródeł wytwórczych do roku 2030 Forecasted changes in generation sources until 2030



Gospodarki, Warszawa, 2011 r., str. 36 / source: Updated Fuel and Energy Demand Forecast by 2030, Agencja Rynku Energii S.A. as commissioned by the Ministry of Economy, Warsaw, 2011 p. 36

⁵² Krajowy Plan Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych (KPD), 2010, str. 175

⁵³ Opinia Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej nt. Projektu Krajowego Planu Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych (KPD), wersja z 25 maja 2010 r.

⁵⁴ Raport określający udział energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii znajdujących się na terytorium RP, w krajowym zużyciu energii elektrycznej na lata 2010-2019, Ministerstwo Gospodarki, kwiecień 2011 r., str. 4.

⁵² The National Renewable Energy Action Plan, 2010, page 175

⁵³ Opinion of the Polish Wind Energy Association on the National Action Plan regarding energy from renewable sources (NAP), version of 25 May 2010

⁵⁴ Report defining goals with regard to share of electricity generated from renewable sources located in the territory of the Republic of Poland in electricity consumption for 2010-2019, Ministry of Economy, April 2011, page 4

Współautorzy / Co-authors:



Wojciech
Sztuba

Partner



Krzysztof
Horodko

Partner



Mikołaj
Ratajczak

Senior Manager



Mikołaj
Trzeciak

Senior Manager



Ewa
Matuszewska

Senior Consultant



Marcin
Palusiński

Consultant



Katarzyna
Paprzycka

Consultant

TPA Horwath jest jedną z wiodących firm doradczych w Europie, członkiem globalnej struktury Crowe Horwath International. Oferujemy kompleksowe rozwiązania biznesowe z zakresu strategicznego doradztwa podatkowego, doradztwa transakcyjnego, audytu finansowego, outsourcingu księgowego i administracji płacowej, a także corporate finance oraz doradztwa personalnego.

Posiadamy wiedzę i szczególne kompetencje pozwalające oferować wyspecjalizowane branżowo usługi doradcze, kierowane do sektora nieruchomości oraz budownictwa, branży energetycznej i użyteczności publicznej, a także handlu i hotelarstwa.

Grupa TPA Horwath skupia spółki partnerskie z Austrii, Chorwacji, Czech, Słowacji, Słowenii, Polski, Rumunii, Bułgarii i Węgier, zatrudniając łącznie ok. 1 000 konsultantów. Crowe Horwath International jest międzynarodowym stowarzyszeniem niezależnych firm doradczych i audytorskich. Z ponad 20 000 ekspertów w przeszło 100 państwach na świecie tworzy dziewiątą co do wielkości grupę konsultingową na świecie.

TPA Horwath is one of the leading consulting companies in Europe, a member of Crowe Horwath International global structure. We offer comprehensive business solutions in the area of strategic business consulting, transaction advisory services, financial audit, accounting and payroll administration outsourcing, as well as corporate finance and human resources advisory.

We have knowledge and are particularly competent in the areas of sector-specific consulting services addressed to real estate and construction, energy and public utility sector as well as retail and hospitality.

The TPA Horwath Group includes partner companies from Austria, Croatia, Czech Republic, Slovakia, Slovenia, Poland, Romania, Bulgaria and Hungary, providing employment to about 1,000 consultants in total. Crowe Horwath International is an international association of independent advisory and auditing companies. With over 20,000 experts in more than 100 countries around the world it is the ninth largest global consulting group.

BSJP

Brockhuis Jurczak Prusak

Współautor / Co-author:



Maciej Prusak
Partner
Attorney In Law



Dominik Sołtysiak
Partner
Attorney In Law

BSJP Brockhuis Jurczak Prusak Sp. k. jest niezależną firmą prawniczą świadczącą doradztwo prawne dla polskich i zagranicznych podmiotów gospodarczych od 2001 roku. BSJP Brockhuis Jurczak Prusak jest obecna w sześciu najważniejszych ośrodkach gospodarczych w Polsce: w Warszawie, Gdańsku, Szczecinie, Katowicach, Poznaniu oraz Wrocławiu. Jako jedyna kancelaria w Polsce jesteśmy członkiem międzynarodowej sieci renomowanych, niezależnych firm prawniczych ADVOC - zrzeszającej kancelarie prawne z ponad 50 krajów na całym świecie – co umożliwia skuteczne doradztwo klientom wszędzie tam, gdzie nas potrzebują. Struktura kancelarii BSJP zapewnia ścisłą współpracę ponad 50 prawników na terenie całego kraju w zespołach podzielonych według działów gospodarki – zapewnia to szybki i skuteczny dostęp do informacji z różnych obszarów prawa.

BSJP Brockhuis Jurczak Prusak oferuje szerokie spektrum usług doradczych dla małych, średnich i dużych przedsiębiorstw, ze szczególnym uwzględnieniem doradztwa dla podmiotów działających w sektorze energetyki wiatrowej. W obszarze projektów wiatrowych świadczymy doradztwo w zakresie wszystkich prawnych aspektów inwestycji. Doradzamy w języku polskim, angielskim oraz niemieckim.

BSJP Brockhuis Jurczak Prusak Sp. k. is an independent law firm which from 2001 provides legal advisory services to both Polish and foreign business entities. BSJP Brockhuis Jurczak Prusak is present in six locations of key economic importance across Poland: Warsaw, Gdansk, Szczecin, Katowice, Poznan and Wroclaw. Being the sole Polish member of an international chain of reputable independent law companies ADVOC, which associates attorneys-at-law from more than 50 countries, BSJP is able to provide effective advisory services to customers everywhere they need us. The structure of the BSJP law firm provides for a close co-operation of more than 50 lawyers throughout the country, operating in teams divided according to the type of economic activity, which enables a quick and effective access to information concerning various areas of legal practice.

BSJP Brockhuis Jurczak Prusak offers a wide range of advisory services to small, medium and large businesses across all industries, with particular emphasis on providing advisory to entities from the wind energy sector. Within the area of wind park design projects, we provide advisory regarding all legal aspects of an investment. We deliver our services in Polish, English and German.

Współautor / **Co-author:**



Łukasz
Leśniewski

Head of the Information
Division of the Economic
Information Department

Polska Agencja Informacji i Inwestycji Zagranicznych S.A. (PAIIIZ) powstała w 2003 r. w rezultacie połączenia Państwowej Agencji Inwestycji Zagranicznych i Polskiej Agencji Informacyjnej.

Najważniejsze aktywności PAIIIZ:

- pozyskiwanie bezpośrednich inwestycji zagranicznych (BIZ),
- zachęcanie zagranicznych przedsiębiorców do inwestowania w Polsce,
- pomoc przy wyszukiwaniu atrakcyjnych lokalizacji dla inwestycji,
- doradztwo na każdym etapie procesu inwestycyjnego,
- pomoc przy interpretacji przepisów i regulacji prawnych,
- zapewnienie pełnego dostępu do prawnych i biznesowych informacji dotyczących inwestycji,
- kreowanie pozytywnego wizerunku Polski w świecie oraz promocja polskich produktów i usług poprzez organizację konferencji, seminariów oraz wystaw, wydawanie publikacji o tematyce ekonomicznej, organizację kampanii reklamowych oraz współpracę z mediami.

The Polish Information and Foreign Investment Agency (PAIIIZ) was established in 2003, as a result of a merger of the State Foreign Investment Agency (PAIZ) and the Polish Information Agency (PAI).

The most important activities of PAIIIZ:

- increases Foreign Direct Investment (FDI),
- encourages international companies to invest in Poland,
- helps find appropriate investment locations,
- helps investors through all investment process,
- guides investors through all the essential administrative and legal procedures,
- provides access to the complex information relating to legal and business matters regarding the investments,
- creates a positive image of Poland across the world, and promotes Polish goods and services abroad by organizing conferences, visits for foreign journalists and trade missions, media campaigns and publications.

Patronat medialny / **Media patron:**

CIRE.PL (Centrum Informacji o Rynku Energii) jest pierwszym polskim portalem internetowym rynku energii. Portal dostarcza bieżące informacje, materiały problemowe oraz wiedzę dot. rynków energii elektrycznej, ciepłej i gazu. Oprócz Serwisu Informacyjnego w zakresie portalu funkcjonuje dwadzieścia serwisów tematycznych. Istniejący od 1999 roku portal utworzony został przez firmy WINUEL SA. i Partner na Rynku Energii Sp. z o.o. oraz Politechnikę Śląską. Od stycznia 2002 roku właścicielem CIRE.PL jest Agencja Rynku Energii S.A.

CIRE.PL (Energy Market Information Center) is the first Polish Internet portal dedicated to the energy market. Portal provides users with the current information, materials and the knowledge of the electricity, heat and gas markets. In addition to the Information Service, CIRE.pl offers twenty thematic services. Existing since 1999, the portal has been created by the company WINUEL SA. and Partner na Rynku Energii (Partner at Energy Market) Sp. z o.o. as well as the Silesian University of Technology. Since January 2002, CIRE.PL is owned by The Energy Market Agency (EMA).

kontakt
—
contact



tel. +48 22 440 02 00
e-mail: wojciech.sztuba@tpa-horwath.pl
www.tpa-horwath.pl



tel. +48 58 340 43 85
e-mail: maciej.prusak@bsjp.pl
www.bsjp.pl



tel. +48 22 334 98 75
e-mail: invest@paiz.gov.pl
www.paiz.gov.pl