



Listopad / November

**2014**

# **Energetyka wiatrowa w Polsce** **Wind energy in Poland**

PATRON WYDANIA



PATRONI MEDIALNI





# Drodzy Czytelnicy!

## Dear Readers!

Kolejny rok upływa pod znakiem oczekiwania na ustawę o OZE, choć trzeba przyznać, że nigdy nie byliśmy bliżej jej pojawienia się. Kształt przyszłych regulacji jest dobrze znany i nie należy spodziewać się przełomowych zmian na etapie prac parlamentarnych, na którym obecnie się znajduje. Ostateczne brzmienie ustawy przybierze prawdopodobnie po zakończeniu prac parlamentarnej komisji nadzwyczajnej ds. energetyki i surowców energetycznych. Tam dziś (połowa października) rozważa się postulaty ostatnich zmian zgłaszane m.in. przez producentów energii z wiatru. Dotyczą one takich kwestii, jak data wejścia w życie modelu aukcyjnego, okres przejściowy w funkcjonowaniu dwóch modeli wsparcia OZE, czy długość okresu rozliczeniowego w systemie aukcyjnym. W raporcie szczegółowo opisujemy wszystkie istotne aspekty planowanej ustawy oraz związane z nią korzyści i ryzyka z punktu widzenia rozwoju branży.

Przedłużający się brak ustawy o OZE w połączeniu z dużym prawdopodobieństwem wejścia w życie jej projektu w kształcie do dłuższego czasu mniej więcej znanym, stworzyły interesującą sytuację rynkową. Inwestorzy i deweloperzy słusznie przewidują, iż kres systemu wsparcia dla nowych instalacji OZE opartego na zielonych certyfikatach jest bliski. A także, iż model przetargowy nałoży na projekty stawające do aukcji znacznie wyższe wymagania w zakresie produktywności i jakości. Dojdzie zatem do głębszej selekcji projektów dostępnych dziś na rynku, czy też – jak powiadają handlowcy – do ostrego zwężenia lejka. Test aukcji przechodzić będzie węższa grupa projektów, niż test wynikający z wymogów systemu świadectw pochodzenia. Przyszłe projekty będą w znacznie większym stopniu konkurować między sobą nie tylko lokalizacją i jakością przygotowania, ale także zastosowaną technologią i kosztem kapitału. Stąd, obserwujemy dziś wyścig z czasem tych przedsiębiorców, którzy planują wybudować farmę wiatrową i uruchomić produkcję energii elektrycznej przed wejściem w życie modelu aukcyjnego. Projekt ustawy o OZE przewiduje, że moment ten nastąpi 1 stycznia 2016 r. Ze względu na przedłużające się prace nad ustawą, a także na skutek postulatów zgłaszanych przez inwestorów i banki, termin ten być może zostanie przesunięty. Projekty, które zdążą wyprodukować energię przed tą, nie znaną jeszcze datą, uzyskają prawo do otrzymywania zielonych certyfikatów. To jedna z przyczyn, dla których rok 2013 z niemal 900 MW zainstalowanych mocy w farmach wiatrowych, należał do rekordowych. Podobna tendencja ma szansę utrzymać się w roku bieżącym oraz 2015.

Trzymając Państwo w rękach szóstą edycję raportu „Energetyka Wiatrowa w Polsce” opracowaną we współpracy z PaliZ oraz kancelarią BSJP. Oprócz omówienia branżowego *status quo* jest tu sporo szczegółów dotyczących obydwu systemów wsparcia, możliwości dotacyjnych w perspektywie finansowej UE na lata 2014-2020, prawnych ograniczeń m.in. w zakresie kontraktacji przyłączenia do sieci czy benchmarków rynkowych dla rentowności i produktywności polskich projektów wiatrowych.

Życzę Państwu miłej lektury.



**Wojciech Sztuba**

Partner zarządzający  
Managing Partner  
TPA Horwath Poland

Another year is coming to an end when we are still anticipating the RES Act, although it must be said that we have never been closer to its implementation. The shape of the future regulations is well known and we cannot expect groundbreaking changes at the stage of parliamentary works where the draft is currently being discussed. The final shape of the Act will be probably known after the completion of the works of the Extraordinary Parliamentary Commission for Energy and Energy Resources. The Commission is currently (mid-October) investigating the recent requests for changes which have been voiced by the producers of energy from wind, among others. They concern such questions as the date of implementing of the new auction model, the transition period of functioning of the two models of RES support, or the duration of the settlement period in the auction system. The Report describes in detail all the important aspects of the planned Act and all related

benefits and risks from the point of view of the sector development.

The prolonged waiting for the RES Act connected with the high likelihood of implementing it in the form which has been more or less known for quite some time now, created an interesting market situation. Investors and developers are right to forecast that the decline of the support scheme for new RES installations based on green certificates is close. They also estimate that the tendering model will impose much higher requirements in terms of efficiency and quality on the projects taking part in an auction. What will happen then is a thorough selection of the projects currently available on the market or, as the sales experts say, a significant tightening the funnel. The auction test will be achievable for a smaller group of projects than the test which was the result of the system of certificates of origin. Future projects will more strongly compete against one another not only in location and the quality but also in terms of

technology and the cost of capital. Therefore, today we are able to observe the race against time of those companies which are planning to set up wind farms and start generating electricity before the implementation of the auction model. The RES Bill assumes that this will happen on January 1, 2016. Due to the prolonged works on the draft and as a consequence of demands submitted by investors and banks, this date may be postponed. Projects which are able to produce energy before this unknown date will have the right to receive green certificates. This is one of the reasons why 2013, with almost 900 MW of installed capacity in wind farms, was one of the best. Similar tendency will probably remain also this year and in 2015.

You are looking at the sixth edition of the “Wind Energy in Poland” report prepared together with the Polish Information and Foreign Investment Agency and BSJP law firm. Apart from discussing the sector’s *status quo*, you will find a lot of details about the two support schemes, subsidy opportunities within the EU financial framework for 2014-2020, legal constraints related to, for instance, grid connection contracts or market benchmarks for profitability and efficiency of Polish wind power projects.

Enjoy the reading.

# Spis treści

<b>1</b>	<b>Energetyka wiatrowa w Polsce, Europie i na świecie</b>	<b>5</b>
	1. Konkurencyjność Polski na arenie międzynarodowej	6
	2. Energetyka wiatrowa w Polsce, Europie i na świecie	7
	2.1. Polska	7
	2.2. Europa	9
	2.3. Świat	9
<b>2</b>	<b>Uwarunkowania prawne</b>	<b>13</b>
	1. Ramy prawne rozwoju OZE	14
	1.1. Nowa polityka Energetyczna Polski do 2050 roku	14
	1.2. Obowiązujący system wsparcia OZE	15
	2. Ustawa OZE	16
	2.1. Prace nad Ustawą OZE	16
	2.2. Wejście w życie nowych zasad wsparcia	17
	2.3. System świadectw pochodzenia w Ustawie OZE	18
	2.4. System aukcyjny w Ustawie OZE	18
	3. Etap projektowy realizacji elektrowni wiatrowych a procedura preklasyfikacji	21
	4. Tytuł prawny do nieruchomości pod lokalizację farmy wiatrowej	21
	4.1. Prawo własności	22
	4.2. Umowa dzierżawy	22
	4.3. Leasing	24
	4.4. Użytkowanie	24
	4.5. Służebność przesyłu	25
	4.6. Nieruchomości o szczególnym statusie	26
	5. Planowanie i zagospodarowanie przestrzenne	27
	5.1. Miejscowy Plan Zagospodarowania Przestrzennego	27
	5.2. Decyzja o warunkach zabudowy	29
	5.3. Decyzja o lokalizacji inwestycji celu publicznego	31
	5.4. Ochrona krajobrazu – planowane zmiany prawne	32
	5.5. Lokalizacja farm wiatrowych na morzu	33
	6. Ochrona środowiska	33
	6.1. Strategiczna ocena oddziaływania na środowisko	33
	6.2. Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach zgody na realizację przedsięwzięcia (DŚU)	34
	6.3. Ocena oddziaływania na środowisko farmy wiatrowej	36
	7. Prawo budowlane	38
	7.1. Pozwolenie na budowę	38
	7.2. Zgłoszenie robót budowlanych	39
	7.3. Przystąpienie do użytkowania	39
	8. Przyłączenie do sieci	40
	8.1. Warunki techniczne i ekonomiczne przyłączenia	40
	8.2. Umowa o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej	41
	8.3. Bilansowanie Krajowego Systemu Energetycznego	42
	9. Koncesja na wytwarzanie energii OZE	43
	9.1. Koncesja	43
	9.2. Promesa koncesji	43
	10. Rozruch technologiczny	44
<b>3</b>	<b>Pomoc publiczna dla energetyki wiatrowej, perspektywa 2014–2020</b>	<b>45</b>
	1. Wprowadzenie	46
	2. Finansowanie energetyki wiatrowej w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko	47
	3. Finansowanie energetyki wiatrowej w ramach 16 Regionalnych Programach Operacyjnych	48
	4. Finansowanie energetyki wiatrowej w ramach Programu Operacyjnego Inteligentny Rozwój	48

# Table of contents

<b>Wind energy in Poland, Europe and worldwide</b>	<b>5</b>
1. Investment competitiveness of Poland	6
2. Wind energy in Poland, Europe and worldwide	7
2.1. Poland	7
2.2. Europe	9
2.3. World	9
<b>Legal conditions</b>	<b>13</b>
1. Legal Framework of RES Development	14
1.1. New Energy Policy of Poland until 2050	14
1.2. Existing RES support scheme	15
2. RES Act	16
2.1. Works on the RES Act	16
2.2. New rules of support coming into force	17
2.3. System of certificates of origin in the RES Act	18
2.4. Auction system in the RES Act	18
3. Design Stage of Constructing Wind Power Plants and the Prequalifying Procedure	21
4. Legal Title to the Real Estate for the Location of the Wind Farm	21
4.1. Ownership right	22
4.2. Lease contract	22
4.3. Leasing contract	24
4.4. Usufruct	24
4.5. Transmission easement	25
4.6. Real estate with a special status	26
5. Zoning Plans and Land Development	27
5.1. Local Zoning Plan	27
5.2. Zoning decision	29
5.3. Decision on the location of public purpose investments	31
5.4. Landscape protection – planned legal changes	32
5.5. Location of offshore wind farms	33
6. Environmental Protection	33
6.1. Strategic assessment of environmental impact	33
6.2. Decision on environmental conditions of the permission for realization of the project (DŚU)	33
6.3. Environmental impact assessment of the wind farm	36
7. Construction Law	38
7.1. Building permit	38
7.2. Notification of construction works	39
7.3. Commencement of occupancy	39
8. Connection to the Grid	40
8.1. Technical and economic conditions of the connection	40
8.2. Contract for connection to the power grid	41
8.3. Balancing the Public Power System	42
9. Concession For Producing RES Energy	43
9.1. Concession	43
9.2. Promise of the concession	43
10. Technological Start-Up	44
<b>Public support for the wind energy sector, framework for 2014–2020</b>	<b>45</b>
1. Introduction	46
2. Financing the wind energy sector within the Operational Programme Infrastructure and Environment	47
3. Financing the wind energy sector within 16 Regional Operational Programmes	48
4. Financing the wind energy sector within the Operational Programme Intelligent Development	48



5. Finansowanie energetyki wiatrowej w ramach programu BOCIAN – dofinansowanie na instalację odnawialnych źródeł energii	49
6. Horizon 2020 – Wyzwania społeczne, program bezpieczna, czysta i efektywna energia	50

## 4

<b>Ograniczenia i perspektywy biznesowe</b>	51
1. Bariery inwestycyjne – Polska na tle UE	52
1.1. Niestabilność prawa	52
1.2. Bariery administracyjne	52
1.3. Rynek energii wiatrowej	55
1.4. Finansowanie projektów	57
1.5. Banki komercyjne	57
1.6. Międzynarodowe instytucje finansowe	59
2. Elementy procesu inwestycyjnego	60
2.1. Etapy przygotowania i realizacji inwestycji	61
2.2. Zdążyć przed zmianą systemu wsparcia	63
2.3. Przygotowanie farmy wiatrowej do sprzedaży/ocena ryzyka w procesie kupna	65
3. Lokalizacja inwestycji	68
3.1. Gdzie warto inwestować	68
3.2. Odległość farm wiatrowych od zabudowań mieszkalnych	70
4. System wsparcia	72
4.1. Obecny system wsparcia – podsumowanie funkcjonowania	72
4.2. Aukcyjny model wsparcia	74
4.2.1. Założenia modelu	74
4.2.2. Intencje projektodawców	76
4.2.3. Szanse i zagrożenia dla inwestorów	78
5. Rentowność projektów wiatrowych	81
5.1. Charakterystyka inwestycji w energetykę wiatrową	81
5.2. Nakłady inwestycyjne i koszty operacyjne	82
5.3. Produktowność a próg rentowności	83
5.4. Ryzyka i możliwości związane z istnieniem podwójnego systemu	85
5.5. Strategia w systemie aukcyjnym a rentowność projektu	88
6. Przyłączanie farm wiatrowych do sieci	89
6.1. Stan techniczny Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) – ograniczenia infrastrukturalne	89
6.1.1. Zmiany w zakresie modernizacji i rozbudowy sieci	89
6.1.2. Brak skutecznego mechanizmu zobowiązującego operatorów do inwestycji	94
6.2. Trudności związane z przyłączeniem OZE do sieci	94
6.2.1. Odmowy przyłączenia do sieci	94
6.2.2. Warunki przyłączenia bez gwarancji wyprowadzenia mocy	95
6.2.3. Koszty przyłączenia OZE	95
6.2.4. Wirtualne umowy versus harmonogramy przyłączeniowe	96
7. Ochrona środowiska	97
7.1. Decyzja o uwarunkowaniach środowiskowych (UŚD)	97
7.2. Etapy postępowania w sprawie wydania UŚD	98
7.3. Obszary chronione	99
7.4. Projekt tzw. ustawy krajobrazowej	99
8. Wybrane kwestie podatkowe	100
8.1. Podatek od nieruchomości	100
8.1.1. Przedmiot opodatkowania	100
8.1.2. Morskie farmy wiatrowe	102
8.2. Amortyzacja elektrowni wiatrowych	102
8.2.1. Stawka	102
8.2.2. Ustalenie wartości początkowej	103

5. Financing the wind energy sector within the BOCIAN programme – subsidies for installation of renewable energy sources	49
6. Horizon 2020 – Social challenges, safe, clean and efficient energy programme	50

<b>Business limitations and perspectives</b>	51
1. Investment barriers – Poland vs. the EU	52
1.1. Instability and uncertainty of the law	52
1.2. Administrative barriers	52
1.3. Wind energy market	55
1.4. Financing projects	57
1.5. Commercial banks	57
1.6. International finance institutions	59
2. Elements of the investment process	60
2.1. Stages of preparing and executing the investment	61
2.2. Manage before the change of the support scheme	63
2.3. Preparing a wind farm for sale / risk assessment in the purchase process	65
3. Location of investments	68
3.1. Where is it worth investing?	68
3.2. Distance of wind farms from residential buildings	70
4. Support System	72
4.1. Current support scheme – summary of functioning	72
4.2. Auction model of support	74
4.2.1. Assumptions of the model	74
4.2.2. Intentions of legislators	76
4.2.3. Threats and opportunities for investors	78
5. Profitability of wind projects	81
5.1. Characteristics of investments in wind energy	81
5.2. Investment outlays and operational costs	82
5.3. Productivity and the break-even point	83
5.4. Risks and other possibilities related to the existence of the dual system	85
5.5. Strategy in the auction model and investment profitability	88
6. Connection of wind farms to the grid	89
6.1. Technical condition of the Public Power System [Krajowy System Elektroenergetyczny] (KSE) – infrastructure limitations	89
6.1.1. Changes in modernization and development of the grid	89
6.1.2. Lack of an efficient mechanism enforcing the execution of the investment	94
6.2. Difficulties with connecting RES to the grid	94
6.2.1. Refusals to connect to the grids	94
6.2.2. Conditions of connections without the guarantee of power take-off	95
6.2.3. RES connection costs	95
6.2.4. Virtual contracts vs. connection schedules	96
7. Environmental Protection	97
7.1. Decision on environmental conditions	97
7.2. Stages of environmental approval process	98
7.3 Protected areas	99
7.4 Draft of the so-called Landscape Act	99
8. Selected tax issues	100
8.1. Property tax	100
8.1.1. Subject of taxation	100
8.1.2. Offshore wind farms	102
8.2. Depreciation of wind power plants	102
8.2.1. Rate	102
8.2.2. Defining the initial value	103

8.3. VAT przy dostawie z montażem od zagranicznego przedsiębiorcy	103
8.4. Zarządzanie ryzykiem podatkowym	104
9. Projekty offshore	104
9.1. Potencjał produkcyjny	104
9.2. Otoczenie biznesowo-prawne	106
9.3. Typowe etapy przygotowania i realizacji inwestycji w morską farmę wiatrową	107
9.4. Bariery sieciowe	107
9.5. Wyzwania technologiczne	108
9.6. Poziom wsparcia dla morskich farm wiatrowych	109
10. Prognozy	110

8.3. VAT on delivery with assembly by a foreign entrepreneur	103
8.4. Managing tax risk	104
9. Offshore projects	104
9.1. Production potential	104
9.2. Business and legal environment	106
9.3. Typical stages of preparing and executing an investment in an offshore wind farm	107
9.4. Grid restrictions	107
9.5. Technological challenges	108
9.6. Level of support for offshore wind farms	109
10. Forecasts	110

# 1

część / part

**Energetyka wiatrowa w Polsce, Europie i na świecie**

Wind energy in Poland, Europe and worldwide



## 1 Konkurencyjność Polski na arenie międzynarodowej

Rok 2014 jest rokiem wyjątkowym. Na ten rok przypada właśnie ćwierć wieku transformacji ustrojowej. W tym okresie Polska gospodarka udowodniła swoją atrakcyjność i długoterminową stabilność oraz bezpieczeństwo inwestowania. Świadczy o tym najlepiej fakt, że inwestorzy zagraniczni doceniają Polskę i chętnie tu inwestują. Skumulowana wartość bezpośrednich inwestycji zagranicznych (BIZ) w Polsce na koniec 2012 roku wyniosła 235,1 mld dol.

Z punktu widzenia gospodarki, jak i inwestorów, kluczowe były dwa momenty których rocznice obchodzimy obecnie – 15-ta wstąpienia do Sojuszu Północnoatlantyckiego (NATO) i 10-ta wstąpienia do Unii Europejskiej. To w tych momentach zwiększeniu uległa międzynarodowa pozycja inwestycyjna, a gospodarka w jeszcze większym stopniu zaczęła integrować się ze strukturami „starej piętnastki”.

Gospodarka, w tym w dużej części infrastruktura, skorzystała z funduszy unijnych. Tylko w perspektywie finansowej 2007-2013 roku do wykorzystania było 67,3 mld euro. Na kolejną perspektywę 2014-2020 do wykorzystania jest 82,5 mld euro. W tym największa część, bo aż 27,4 mld euro zostanie przeznaczona na Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko. Dodatkowo, istotna część środków z 16 Regionalnych Programów Operacyjnych (o łącznej wartości 31,3 mld euro) będzie przeznaczona na projekty infrastrukturalne. Będzie to również doskonała okazja dla branży energetycznej, w tym energetyki wiatrowej.

Atrakcyjność inwestycyjna Polski znajduje swoje odzwierciedlenie w międzynarodowych raportach. W Światowym Raporcie Inwestycyjnym (World Investment Report) UNCTAD, Polska znalazła się na 13 lokacie jako kraj najbardziej perspektywiczny dla inwestycji bezpośrednich na lata 2014-2016. Niezmiennie wysoka jest ocena wśród niemieckich firm. Polska została oceniona jako najbardziej atrakcyjny kraj w Europie Środkowo-Wschodniej i aż 94% firm niemieckich ankietowanych przez 16 bilateralnych niemieckich izb przemysłowo-handlowych zainwestowałoby ponownie w Polsce.

W badaniu European Competitiveness Survey EY, Polska została oceniona jako najbardziej atrakcyjny rynek przez 31% respondentów. W 2013 roku zrealizowano 107 projektów inwestycyjnych, które pozwoliły osiągnąć trzecią lokatę w Europie pod kątem liczby nowych miejsc pracy (13 862).

Interesująco wygląda również portfolio inwestycji obsługiwanych przez Polską Agencję Informacji i Inwestycji Zagranicznych. Na koniec września 2014 roku w portfolio Agencji były 173 projekty o łącznej wartości 3,4 mld euro i 37 602 miejscach pracy. Dominują branże wykorzystujące specjalistyczne kompetencje polskich pracowników i zdobyte know-how. Najwięcej obsługiwanych projektów było z branż o charakterze usługowych BPO (38 projektów), branży motoryzacyjnej (32 projekty),

## Competitiveness of Poland on the International Scene

2014 is an exceptional year. It marks the 25<sup>th</sup> anniversary of the political system transformation. In this period Poland proved its attractiveness and long-term stability and the safety of investments. It is proven by the fact that foreign investors appreciate Poland and are willing to invest here. The foreign direct investment (FDI) stock in Poland at the end of 2012 amounted to USD 235.1 billion.

From the point of view of the economy and the investors, there were two milestones, the anniversaries of which we are currently celebrating – 15<sup>th</sup> anniversary of joining the North Atlantic Treaty Organization (NATO) and 10<sup>th</sup> anniversary of the accession to the European Union. In those moments the international investment position improved and the economy started to integrate with the structures of the old EU-15 even better.

The economy, including largely the infrastructure, made good use of the EU funds. Only in the financial framework for 2007-2013 there was 67.3 billion euro available. In the framework for 2014-2020 there is 82.5 billion euro to be used. The lion's share of that amount, i.e. EUR 27.4 billion will be allocated to the Operational Programme Infrastructure and Environment. Additionally, a significant share of the funds from 16 Regional Operational Programmes (with the total value of EUR 31.3 billion) will be assigned to infrastructure projects. It will also be a perfect opportunity for the energy industry, including the wind energy sector.

Investment attractiveness of Poland is reflected in international reports. In the World Investment Report by UNCTAD, Poland was ranked on the 13<sup>th</sup> position as the most prospective for country direct investments in 2014-2016. The notes are high among German companies as usual. Poland was rated as the most attractive country in Central and Eastern Europe and as many as 94% of German companies surveyed by 16 bilateral German chambers of commerce and industry would invest in Poland again.

In the European Competitiveness Survey by EY, Poland was ranked as the most attractive market by 31% of the respondents. In 2013, there were 107 investment projects executed in Poland which allowed for taking the 3rd place in Europe in terms of new workplaces (13,862).

The portfolio of investments serviced by the Polish Information and Foreign Investments Agency also looks interesting. At the end of September 2014 the Agency's portfolio consisted of 173 projects with the total value of 3.4 billion euro and 37,602 workplaces. The strongest sectors are those using specialist competencies of Polish employees and the acquired know-how. The biggest number of serviced projects was from the BPO service sectors (38 projects), the automotive sector (32 projects), the research and development sector (16 projects), the aviation industry (12 projects)



sektora badawczo-rozwojowego (16 projektów) oraz z branży lotniczej (12 projektów) i elektronicznej (7 projektów). Wskazuje to jednoznacznie na fakt, że do Polski napływają coraz bardziej zaawansowane technologicznie inwestycje.

Z danych FDI markets wynika, że od początku 2003 r. do sierpnia 2014 r. napłynęło do Polski blisko 3400 projektów typu greenfield, których skumulowana wartość wyniosła ponad 125 mld euro. Inwestycje te przełożyły się na blisko 830 tys. miejsc pracy.

Zdecydowana większość inwestycji trafiła do sektora produkcyjnego (1098 projektów), a ich skumulowana wartość wyniosła ponad 40 mld euro. Oznacza to, że co trzecie euro trafiło do tego sektora. Kolejnymi najbardziej popularnymi sektorami pod względem ilości projektów były: handel i sprzedaż (ponad 950 projektów), usługi dla biznesu (ponad 360 projektów) oraz logistyka i dystrybucja (285 projektów). Pod względem wartości zainwestowanego kapitału za wspomnianym sektorem produkcyjnym znalazły się budownictwo (ponad 25 mld euro), sprzedaż i handel (blisko 20 mld euro) oraz nowoczesne usługi biznesowe (blisko 13 mld euro) i sektor energetyczny (blisko 11 mld euro, 56 projektów).

Pod względem struktury krajów, z których pochodził kapitał, na pierwszym miejscu znajdują się Stany Zjednoczone (18,6 mld euro, 544 projekty), na drugim Francja (14,1 mld euro, 270 projektów), na trzecim Niemcy (14 mld euro, 556 projektów), a na czwartym UK (11,3 mld euro, 301 projektów).

and electronics (7 projects). It clearly indicates that Poland is attracting more and more technologically advanced investments.

The data of the FDI markets show that since the beginning of 2003 to August 2014 almost 3,400 greenfield projects were executed Poland, whose cumulative value amounted to over EUR 125 billion. Those investments translated into almost 830 thousand workplaces.

A great majority of investments went into the production sector (1,098 projects), and their cumulative value amounted to over EUR 40 billion. This means that every third EUR flowed into this sector. Next popular sectors in terms of the number of projects were: retail and sales (over 950 projects), services for business (over 360 projects) and logistics and distribution (285 projects). In terms of the value of the invested capital, right after the production sector, there was the construction sector (over EUR 25 billion), sales and retail (almost EUR 20 billion), high-tech business services (close to EUR 13 billion) and the energy sector (almost 11 billion euro, 56 projects).

In terms of the countries where the capital originates from, the United States is the first (EUR 18.6 billion, 544 projects), France the second (EUR 14.1 billion, 270 projects), Germany the third (EUR 14 billion, 556 projects), and the UK is the fourth (EUR 11.3 billion, 301 projects).

## 3 Energetyka wiatrowa w Polsce, Europie i na Świecie

### 3.1 Polska

Pomimo niepewności związanych z kwestią regulacji systemu wsparcia do energetyki odnawialnej powstawały nowe instalacje wykorzystujące obowiązujące ustawodawstwo. W 2013 roku przybyło nowych elektrowni wiatrowych o mocy 894 MW, uplasowało to Polskę na wysokim, 8 miejscu na świecie pod względem przyrostu mocy. Na koniec 2013 roku łączna moc zainstalowana w farmach wiatrowych wyniosła 3,4 GW.

Dla porównania moc zainstalowana w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym wyniosła 38,4 GW na koniec 2013 roku według danych Urzędu Regulacji Energetyki (URE). Produkcja energii elektrycznej sięgnęła 162 501 GWh w tym źródła wiatrowe i inne odnawialne wytworzyły 5 895 GWh. Według danych Urzędu Regulacji Energetyki w pierwszej połowie 2014 roku przybyło dalszych 337 MW. Dokładna liczba instalacji na koniec czerwca wyniosła 890, a ich moc osiągnęła 3 727 MW.

## Wind energy in Poland, Europe and worldwide

### Poland

Despite the uncertainties connected with the question of regulating the support for the renewable energy, new installations have appeared which use the existing legislature. In 2013 new wind power plants were built with the capacity of 894 MW, which **ranked Poland on the very high, 8<sup>th</sup> place in the world** in terms of the growth of capacity. At the end of 2013 the total installed capacity in wind farms amounted to 3.4 GW.

To compare, the capacity installed in the Public Energy System was 38.4 GW at the end of 2013 according to the data of the Energy Regulatory Office (URE). The production of electrical energy reached 162,501 GWh, out of which wind sources and other renewables generated 5,895 GWh. According to the data of the Energy Regulatory Office the first half of 2014 noted the growth of 337 MW. The exact number of installations at the end of June was 890, and their capacity reached 3,727 MW.



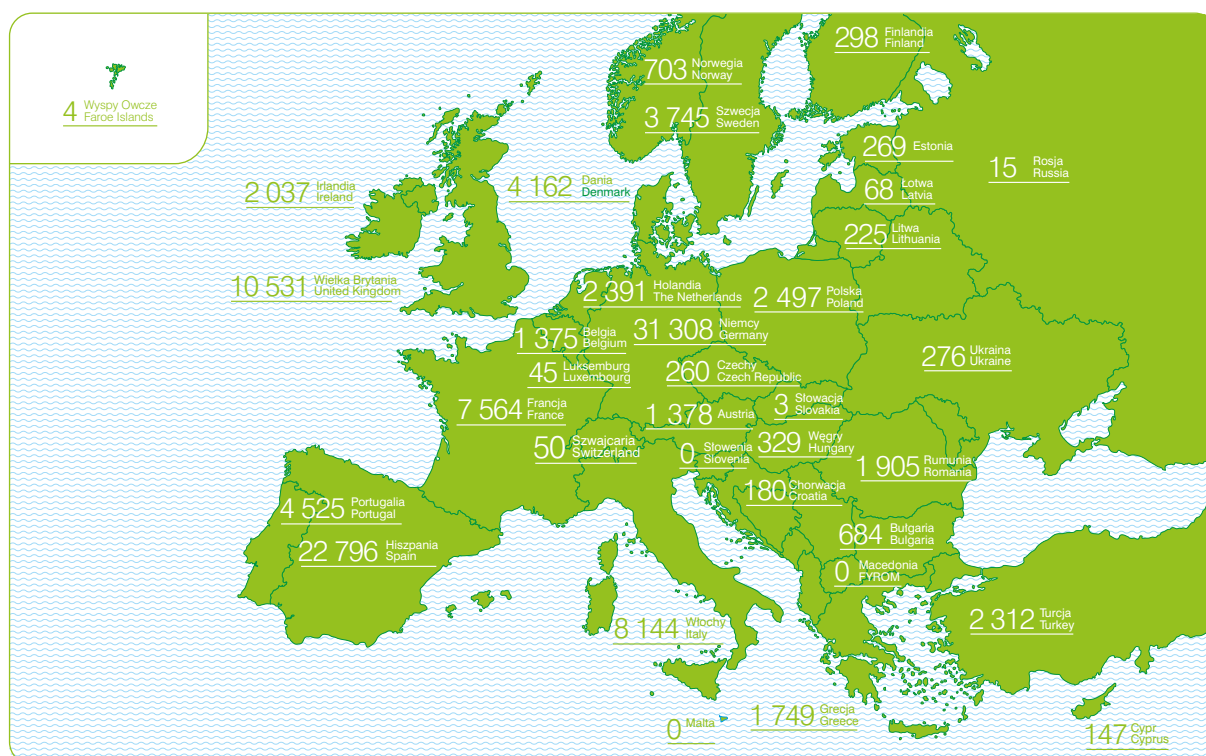
Liczba instalacji i moc farm wiatrowych w Polsce (stan na 30.06.2014 r.)  
Number of installations and wind power capacity in Poland (as of 30 June 2014)

Region	Liczba instalacji/ Number of installations	Moc/Capacity (MW)
zachodniopomorskie	62	1154,2
pomorskie	40	459,8
kujawsko-pomorskie	142	454,2
wielkopolskie	183	319,3
łódzkie	237	315,8
warmińsko-mazurskie	28	238,1
mazowieckie	72	222,5
podlaskie	10	162,4
opolskie	20	122,7
podkarpackie	9	103,7
dolnośląskie	26	85,4
lubuskie	7	56,6
śląskie	20	18,0
świętokrzyskie	17	9,0
małopolskie	12	3,5
lubelskie	5	2,2

★\_źródło: Urząd Regulacji Energetyki / source: Energy Regulatory Office



Skumulowana moc farm wiatrowych na koniec 2013 roku  
Cumulative wind power capacity installed at end of 2013



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

## 3.2 Europa

Na koniec 2013 łączna moc europejskich farm wiatrowych sięgnęła 117,3 GW. W tym 110,7 GW na lądzie, a pozostałe 6,6 GW na morzu. W ciągu roku przybyło elektrowni wiatrowych o łącznej mocy 11,2 GW, wartych według European Wind Energy Association 13-18 mld euro.

## 3.3 Świat

Światowy rynek energetyki wiatrowej rozwija się bardzo dynamicznie. W ciągu ostatnich 5 lat przybyło elektrowni wiatrowych o mocy 200 GW. Pozwoliło to energetyce wiatrowej wysunąć się na prowadzenie w branży OZE. Według Global Wind Energy Council łączna moc działających na świecie farm wiatrowych wyniosła 318,1 GW na koniec 2013 roku. Sektor energetyki wiatrowej cieszy się niezmiennym zainteresowaniem globalnych inwestorów. W stosunku do roku 2012 przybyło instalacji o mocy 35,3 GW, co było najniższą wartością od 2009 roku. Przypisuje się to gwałtownemu spadkowi nowych przyłączeń w USA. Jednakże zdaniem ekspertów rok 2014 zapowiada się dużo bardziej korzystnie pod względem dynamiki.

Niekwestionowanym światowym liderem ze względu na wykorzystanie energetyki wiatrowej pozostaje Chińska Republika Ludowa. To właśnie tam działa prawie co trzecia elektrownia wiatrowa na świecie (o łącznej mocy 91,4 GW). Na drugim miejscu znajdują się USA (61,1 GW z 19,2% udziałem w światowym rynku), a za nimi Niemcy (34,3 GW z 10,8% udziałem).

## Europe

At the end of 2013 the total capacity of European wind farms reached 117.3 GW.. During the year there was an increase in the number of wind farms and their capacity by 11.2 GW, which were valued by the European Wind Energy Association at EUR 13-18 billion.

## World

The world market of wind energy is developing really dynamically. In the last 5 years there was a growth in the number of wind farms and their capacity by 200 GW. This allowed the wind energy to take the lead in the RES sector.

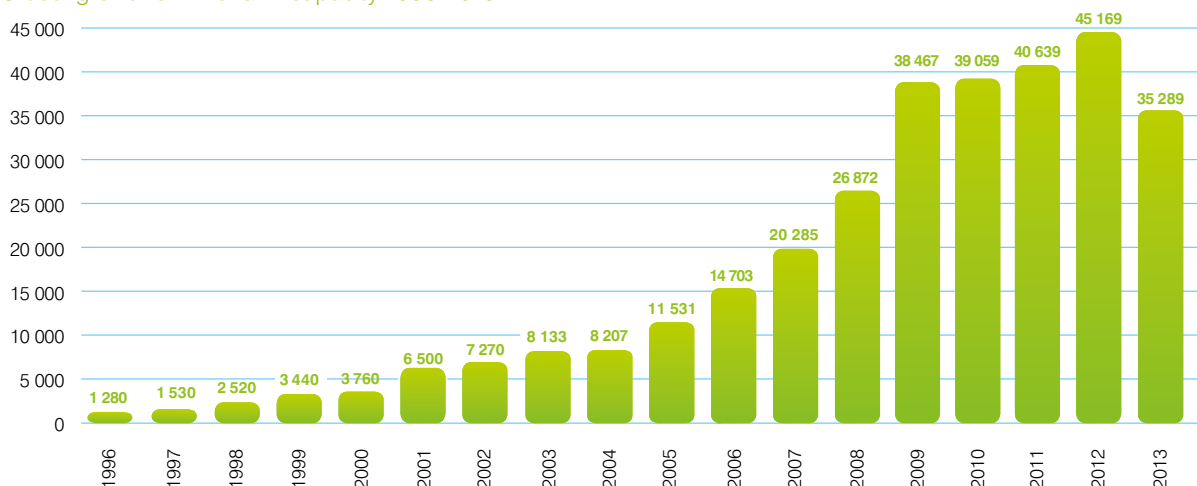
According to the Global Wind Energy Council the total capacity of wind farms operating around the world reached 318.1 GW at the end of 2013. The wind energy sector is enjoying unwavering popularity of global investors. In comparison with 2012 there was a growth in installations and their capacity by 35.3 GW, which was the lowest value since 2009. It is attributed to the rapid decline of new connections in the USA. Nevertheless, according to experts, 2014 seems to be more promising in terms of the dynamics.

The unquestionable world leader in terms of use of wind energy is the People's Republic of China. Almost every third wind power plant in the world operates in this country (with the total capacity of 91.4 GW). The USA is the second (61.1 GW with 19.2% share in the global market), followed by Germany (34.3 GW with 10.8% share of the market).



### Światowy przyrost mocy wiatrowych 1996-2013

Global growth of wind farm capacity 1996-2013





10 liderów zainstalowanej mocy farm wiatrowych na koniec 2013 roku – liderzy energetyki wiatrowej na świecie  
Top 10 of installed wind farm capacity at the end of 2013 – world leaders of wind energy

Kraj / Country	Moc / Capacity [MW]	Udział / Share [%]
ChRL / China	91 412	28,7
USA	61 091	19,2
Niemcy / Germany	34 250	10,8
Hiszpania / Spain	22 959	7,2
Indie / India	20 150	6,3
Wielka Brytania / UK	10 531	3,3
Włochy / Italy	8 552	2,7
Francja / France	8 254	2,6
Kanada / Canada	7 803	2,5
Dania / Denmark	4 772	1,5
<b>Reszta świata / Others</b>	<b>48 332</b>	<b>15,2</b>
<b>Czołowe 10 / Top 10</b>	<b>269 773</b>	<b>84,8</b>
<b>ŚWIAT / TOTAL WORLD</b>	<b>318 105</b>	<b>100</b>

★\_źródło: GWEC / source: GWEC





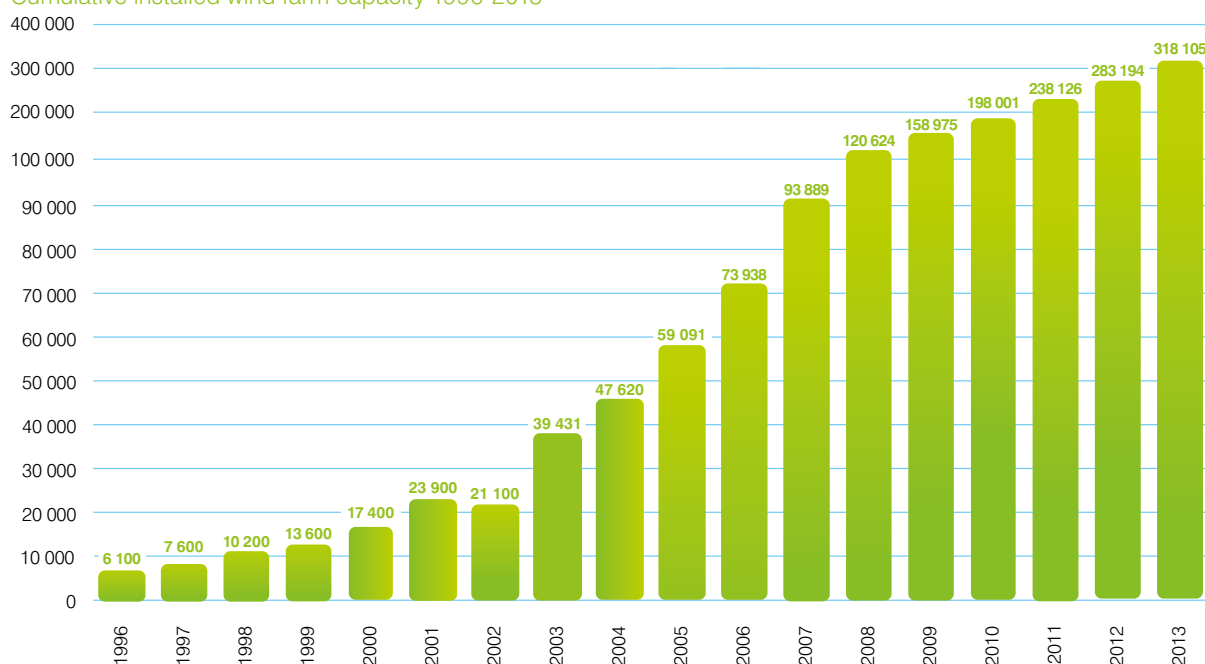
Przyrost mocy w elektrowniach wiatrowych w 2013 roku  
Growth of wind farm capacity in 2013

Kraj	Moc / Capacity [MW]	Udział / Share [%]
ChRL / China	16 088	45,6
Niemcy / Germany	3 238	9,2
Wielka Brytania / UK	1 883	5,3
Indie / India	1 729	4,9
Kanada / Canada	1 599	4,5
USA	1 084	3,1
Brazylia / Brazil	953	2,7
<b>Polska / Poland</b>	<b>894</b>	<b>2,5</b>
Szwecja / Sweden	724	2,1
Rumunia / Romania	695	2
<b>Reszta świata / Others</b>	<b>6 402</b>	<b>18,1</b>
<b>Czołowa 10 / Top 10</b>	<b>28 887</b>	<b>82</b>
<b>ŚWIAT / TOTAL WORLD</b>	<b>35 289</b>	<b>100</b>

★\_źródło: GWEC / source: GWEC



Skumulowane moce farm wiatrowych 1996-2013  
Cumulative installed wind farm capacity 1996-2013





# 2

część / part

**Uwarunkowania prawne**

Legal conditions



## 1 Ramy prawne rozwoju OZE

Ramy prawne wsparcia rozwoju energetyki opartej na odnawialnych źródłach energii („OZE”) w państwach członkowskich Unii Europejskiej, zostały w głównej mierze określone Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych („Dyrektywa OZE”). Jednym z głównych założeń Dyrektywy OZE, jest wyznaczenie poszczególnym państwom członkowskim Unii Europejskiej indywidualnych celów w zakresie udziałów OZE w ogólnym bilansie energetycznym. W przypadku Polski celem jest osiągnięcie w 2020 roku 15% udziału energii z OZE w końcowym zużyciu energii brutto. Dyrektywa OZE nie tylko odnosi się do bezpośredniego wsparcia OZE na poziomie krajowym, ale w sposób kompleksowy reguluje kwestie związane z zapewnieniem priorytetowego traktowania OZE w państwach Unii Europejskiej.

Na gruncie prawa polskiego rozwój energetyki odnawialnej jest uregulowany w ustawie z 10 kwietnia 1997 roku prawo energetyczne<sup>1</sup> („Prawo Energetyczne”). Przepisy Prawa Energetycznego do dnia dzisiejszego nie uwzględniają w pełni wymogów nałożonych Dyrektywą OZE, która powinna zostać w całości transponowana do polskiego porządku prawnego już 5 grudnia 2010 roku. Pierwotnie, poszczególne sektory energetyki miały zostać uregulowane kompleksowo w trzech odrębnych aktach prawnych, w tzw. „dużym trójpaku energetycznym”. Ostatecznie ustawodawca zdecydował się na częściowe zmiany, które przeprowadzono w ramach nowelizacji ustawy Prawo Energetyczne. W chwili obecnej, tj. pod koniec 2014 roku, wydaje się przesądzone, że jedynie kwestie związane z odnawialnymi źródłami energii zostaną uregulowane w odrębnej ustawie. Pełną implementację Dyrektywy OZE ma zapewnić wejście w życie ustawy o odnawialnych źródłach energii, która 8 lipca 2014 roku została skierowana pod obrady Sejmu („Ustawa OZE”). Ustawa OZE wprowadzi nowy system wsparcia OZE oparty na modelu kontraktów różnicowych, w których gwarantowana cena energii będzie uzyskiwana w drodze aukcji. Nie wiadomo na razie, kiedy Ustawa OZE wejdzie w życie. Przewiduje się, że nowy system wsparcia wejdzie w życie obowiązywał od 1 stycznia 2016 roku. Pomimo zapowiedzi resortu, już obecnie istnieją poważne wątpliwości, czy nowa ustawa zapewni wypełnienie obowiązków nałożonych Dyrektywą OZE. W szczególności, dotyczy to zapewnienia pierwszeństwa dostępu odnawialnych źródeł energii do sieci.

### 1.1 Nowa polityka Energetyczna Polski do 2050 roku

Ministerstwo Gospodarki przedstawiło wstępny projekt nowej polityki energetycznej Polski do 2050 roku<sup>2</sup>. Projekt zakłada scenariusze prowadzenia przyszłej polityki energetycznej kraju. Najmniejszym ryzykiem w perspektywie

<sup>1</sup> Ustawa z 10 kwietnia 1997 roku – Prawo Energetyczne (Dz.U. 2006 Nr 89, poz. 625 z późn. zm.)

<sup>2</sup> Projekt Polityki Energetycznej Polski do 2050 roku, Warszawa, sierpień 2014, Wersja 0.2

## Legal Framework of RES Development

The legal framework of support for the development of energy based on renewable energy sources (“RES”) in the European Union member states has been to a large extent regulated in the Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from the renewable sources (“RES Directive”). One of the main assumptions of the RES Directive is setting individual targets for particular European Union member states with regards to the share of RES in the overall energy balance. For Poland this target is to reach 15% of the RES share in the gross final energy consumption in 2020. The RES Directive not only refers to direct support of RES at the national level but it also comprehensively regulates the question of prioritizing RES in the European Union countries.

Pursuant to Polish legislation, the development of renewable energy is regulated in the Act dated April 10, 1997, the Energy Law<sup>1</sup> (“Energy Law”). The regulations of the Energy Law so far have not fully taken into account the requirements imposed by the RES Directive, which should have been fully implemented into the Polish legislative system already on December 5, 2010. Originally, individual energy sectors were to be regulated comprehensively in three separate legal acts, in the so-called “large energy three-pack”. Finally the legislator decided on partial changes which were introduced within the process of amending the Energy Law. At present, i.e. at the end of 2014, it seems to be a foregone conclusion that only the aspects related to renewable energy sources will be regulated in a separate act. The full implementation of the RES Directive is to be guaranteed by the implementation of the Act on Renewable Energy Sources which was introduced to the Sejm [lower chamber of Polish Parliament] on July 8, 2014 (“RES Act”). The RES Act will introduce a new RES support scheme based on the model of contracts of differences, in which the guaranteed energy price will be obtained through auctions. So far it is unknown when the RES Act will come into force. It is estimated that the new support scheme will be effective from January 1, 2016. Despite the promises of the relevant authorities, even now there are serious doubts whether the new Act will guarantee meeting the requirements imposed by the RES Directive. This in particular refers to guaranteeing the priority access of renewable energy to the power grid.

### New Energy Policy of Poland until 2050

The Ministry of the Economy has presented a preliminary draft of the new Energy Policy of Poland until 2050<sup>2</sup>. The draft assumes scenarios of managing the future energy policy of the country. The sustainable scenario

<sup>1</sup> Act dated April 10, 1997 – Energy Law (Journal of Laws of 2006, No. 89, Item 625, as amended)

<sup>2</sup> Draft of the Energy Policy of Poland until 2050, Warsaw, August 2014, Version 0.2



długoletniej cechuje się scenariusz zrównoważony, który równocześnie został przedstawiony jako scenariusz, który zostanie zrealizowany. Podstawową cechą tego scenariusza jest równoważenie struktury bilansu energetycznego pod względem surowcowym, poszczególne źródła energii będą miały równomierny udział około 15-20% w bilansie energetycznym. Zakłada się inwestycje w moce energetyki konwencjonalnej, budowę elektrowni jądrowych oraz nowych źródeł wykorzystujących gaz ziemny. Projekt przewiduje wzrost wykorzystania źródeł OZE, w szczególności mikroźródeł oraz wsparcie rozwoju sektora energetyki prosumenckiej. Dalszy rozwój OZE ma być zagwarantowany przez prawidłowo funkcjonujący system wsparcia. Uwzględniając przewidywany wzrost efektywności ekonomicznej źródeł OZE, wsparcie ma być udzielane w horyzoncie czasowym do 2030 roku.

## 1.2 Obowiązujący system wsparcia OZE

Od 1 października 2005 roku, obowiązujący system wsparcia OZE jest uregulowany ustawą Prawo Energetyczne. Wsparciem objęte są technologie, którym ustawa przyznaje status odnawialnych źródeł energii, przy czym wysokość wsparcia jest co do zasady taka sama dla wszystkich źródeł, niezależnie od technologii i mocy przyłączeniowej źródła. Mechanizm wsparcia opiera się na gwarancji możliwości sprzedaży energii wytworzonej z OZE po określonej w ustawie minimalnej cenie. Dodatkowo, właściciel instalacji OZE za każdą wyprodukowaną MWh energii elektrycznej będzie mógł uzyskać świadectwa pochodzenia OZE tzw. „zielone certyfikaty”. Świadectwa pochodzenia OZE są zbywalne i mogą stanowić przedmiot obrotu na rynku. Zatem poza przychodami osiąganymi ze sprzedaży „czarnej energii” właściciel instalacji OZE w ramach wsparcia uzyskuje dodatkowe przychody ze sprzedaży świadectw pochodzenia OZE.

11 września 2013 roku weszły w życie przepisy<sup>3</sup> zmieniające ustawę Prawo Energetyczne i wprowadzające nowe przepisy dla źródeł o małej mocy tzw. prosumentów, które w swoim założeniu miały wprowadzić ułatwienia dla podmiotów, które produkują energię elektryczną na własne potrzeby i sprzedają nadwyżki wyprodukowanej energii elektrycznej do sieci. Źródła o mocy do 40 kW (tzw. mikroinstalacje), mogą sprzedawać nadwyżki energii elektrycznej po cenie 80% średniej ceny sprzedaży energii w poprzednim roku kalendarzowym. Energię produkowaną przez mikroinstalacje jest zobowiązany zakupić sprzedawca z urzędu.

Prawo Energetyczne nie określa daty wygaśnięcia obowiązywania wsparcia OZE. Granice czasowe wsparcia znalazły się jednak w Ustawie OZE, zgodnie z którą wsparcie OZE ma obowiązywać do końca 2035 roku.

<sup>3</sup> Ustawa z 26 lipca 2013 roku o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw Dz.U. 2013.984

bears the smallest risk in the long-term perspective, which was simultaneously presented as the scenario that will be implemented. The main characteristic of this scenario is balancing out the energy balance structure in terms of resources – individual energy sources will have an equal share of approximately 15-20% of the energy balance. Assumptions have been made for investments in capacity of conventional energy, the construction of nuclear power plants and new sources utilizing natural gas. The draft assumes the growing use of RES, micro-sources in particular, and the support of the development of the prosumer energy sector. The further development of RES is to be guaranteed by the correctly functioning support scheme. Taking into account the growth of economic productivity of RES sources, the support is to be granted in the period until 2030.

### Existing RES support scheme

Since October 1, 2005, the existing scheme of RES support has been regulated by the Energy Law. The support covers technologies which have been granted the status of renewable energy sources by the Act, whereas the value of support is, as a rule, the same for all sources, regardless of the technology and source connection capacity. The support mechanism is based on the guarantee of the possibility to sell energy generated by RES at the minimum price stipulated in the Act. Additionally, for each produced MWh of electrical energy, the owner of a RES installation will be able to obtain RES certificates of origin, the so-called “green certificates”. RES certificates of origin are transferable and can be traded on the market. So apart from the revenue obtained from the sales of “black energy”, the owner of a RES installation, within the support scheme, obtains additional revenue from the sales of RES certificates of origin.

On September 11, 2013, regulations came into force<sup>3</sup> which amended the Energy Law and introduced new regulations for low-capacity energy sources of the so-called prosumers, which by assumption were to introduce support for entities which produce electrical energy for their own needs and sell the surplus of generated electrical energy to the power grid. Sources with capacity up to 40 kW (the so-called micro-installations) can sell the surplus of electrical energy at 80% of the average energy sales price in the previous calendar year. The energy generated by micro-installations must be purchased by an ex officio supplier. The Energy Law does not specify the date of expiry of RES support scheme. However, the time frame of the support has been included in the RES Act, pursuant to which the RES support is to be applicable until the end of 2035.

<sup>3</sup> Act dated July 26, 2013, on amending the act – Energy Law and other selected acts, Journal of Laws 2013.984

### Warto zwrócić uwagę

- Sprzedaż energii wytworzonej w OZE jest gwarantowana poprzez ustawowy obowiązek jej zakupu przez m.in. podmioty sprzedające energię do odbiorców końcowych, po średniej cenie energii w roku poprzednim. W 2014 roku cena gwarantowana to 181,55 zł/MWh.
- Operatorzy i sprzedawcy energii odbiorcom końcowym mają obowiązek co roku osiągnąć określony portfel ilościowy energii wytworzonej w OZE, w całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej (ang. Renewable Portfolio Standard). W 2014 roku udział wynosi 13%, w 2015 roku wyniesie 14% i będzie wzrastał co roku do poziomu 20% w 2021 roku. Powyższy obowiązek jest realizowany corocznie, poprzez przedstawianie Prezesowi URE do umorzenia odpowiedniej ilości świadectw pochodzenia OZE. W ten sposób gwarantowany jest popyt na świadectwa pochodzenia OZE.
- W przypadku braku osiągnięcia określonego w danym roku wymaganego poziomu energii wytworzonej z OZE, przedsiębiorstwo energetyczne jest zobowiązane do uiszczenia tzw. opłaty zastępczej w różnicy między ilością energii, wynikającą z obowiązku umorzenia świadectw OZE a ilością energii wynikającą z faktycznie przedstawionych do umorzenia świadectw pochodzenia OZE. Kwota opłaty zastępczej jest zatem istotnym czynnikiem kształtującym maksymalną cenę świadectw pochodzenia OZE. Opłata zastępcza podlega co roku waloryzacji wskaźnikiem inflacji i w 2014 roku wyniosła 300,03 zł/MW.
- Sprzedaż świadectw pochodzenia OZE odbywa się na Towarowej Giełdzie Energii, gdzie cena jest kształtowana na zasadzie popytu i podaży. Od stycznia do sierpnia 2014 roku cena średnioważona na sesjach oscylowała na poziomie od 178,47 zł/MWh do 231,21 zł/MWh. Sprzedaż świadectw pochodzenia OZE może być również przedmiotem indywidualnie wynegocjowanych długoterminowych, dwustronnych umów (ang. Certificates Purchase Agreement – CPA).

### Note

- Sale of energy generated by RES is guaranteed by the statutory duty of its purchase by e.g. entities which sell energy to end users, at the average energy price in the preceding year. In 2014 the guaranteed price is PLN 181.55/MWh.
- Every year the operators and suppliers of energy to end users have a duty to reach a determined quantitative portfolio of energy generated by RES (the Renewable Portfolio Standard) in the total annual sales of electrical energy. In 2014, the share is 13%, in 2015 it will reach 14%, and it will increase each year to the level of 20% in 2021. The aforementioned duty is executed annually by submitting the appropriate number of RES certificates of origin to the President of the Energy Regulatory Office URE for cancellation. This guarantees the demand for the RES certificates of origin.
- In the case of a failure to achieve the required level of energy generated by RES in a particular year, the energy company has a duty to pay the so-called compensation fee in the amount of the difference between the amount of energy, which results from the duty to cancel RES certificates and the amount of energy which results from the RES certificates of origin actually submitted for cancellation. Therefore the value of the compensation fee is an essential element which influences the maximum price of RES certificates of origin. The compensation fee is adjusted annually by the inflation rate and in 2014 it amounted to PLN 300.03/MW.
- Sale of RES certificates of origin takes place on the Polish Power Exchange where the price is regulated by the rules of supply and demand. From January to August 2014, the weighted average price during sessions oscillated at the levels from PLN 178.47/MWh to PLN 231.21/MWh. Sale of RES certificates of origin may also be the subject of individually negotiated long-term bilateral Certificates Purchase Agreements (CPA).

## 2 Ustawa OZE

### 2.1 Prace nad Ustawą OZE

W związku z obowiązkiem implementacji Dyrektywy OZE, aktualnie obowiązujący w Polsce mechanizm wsparcia powinien zostać zrekonstruowany. Prace legislacyjne nad nowym systemem, trwają już od początku 2011 roku. Po kilkukrotnych zmianach zapisów projektu Ustawy OZE, w 2014 roku trafił on ostatecznie pod obrady Sejmu i 22 lipca 2014 roku odbyło się jego pierwsze czytanie (druk 2604). Równocześnie, w celu przyśpieszenia prac nad Ustawą OZE w Sejmie, powołano podkomisję do spraw rządowego projektu ustawy o OZE. Rada Ministrów, po uzyskaniu opinii prezesa UOKiK stanęła na stanowisku, że rozwiązania

## RES Act

### Works on the RES Act

Due to the obligation to implement the RES Directive, the currently binding Polish support mechanism needs to be restructured. Legislative works on the new system have been in progress since the beginning of 2011. After several changes of the provisions of the draft of the RES Act, in 2014 the Bill was finally presented for the Parliamentary debate and on July 22, 2014 the first reading was held (print 2604). Simultaneously, in order to speed up the works on the RES Act in the Sejm, a subcommittee was appointed to deal with the government draft of the RES Act. The Council of Ministers, having received the opinion of the President

prawne przewidziane w Ustawie OZE, nie stanowią niedozwolonej pomocy publicznej. W związku z tym podjęto decyzję o nienotyfikowaniu Ustawy OZE do Komisji Europejskiej. Zgodnie z prawem Unii Europejskiej, pomoc publiczna przyznawana przez państwo członkowskie powinna zostać notyfikowana do Komisji Europejskiej z wyjątkiem tzw. wyłączeń blokowych tzw. GBER (General Block Exemption Regulation). Zdaniem ekspertów, takie podejście nie znajduje potwierdzenia w analizie zapisów GBER, między innymi w zakresie przekroczenia progu 150 mln euro rocznego budżetu programu wsparcia OZE, co powoduje że program pomocowy nie jest wyłączony z obowiązku notyfikacji. Decyzja Rady Ministrów wiąże się z ryzykiem uchwalenia ustawy sprzecznej z przepisami wspólnotowymi. W sytuacji, kiedy Ustawa OZE zostanie ostatecznie notyfikowana, termin wejścia w życie nowych zasad wsparcia, wyznaczony na 1 stycznia 2016 roku, wydaje się mało prawdopodobny.

## 2.2 Wejście w życie nowych zasad wsparcia

Projekt Ustawy OZE, zakłada przejście z systemu zbywalnych świadectw pochodzenia do systemu aukcyjnego. Mechanizm aukcyjny jest wynikiem wdrażania przez Polskę rekomendacji Komisji Europejskiej, zgodnie z wytycznymi zawartymi w dokumencie „European Commission guidance for the design of renewables support schemes” SWD (2013 439).

### Warto zwrócić uwagę

- Zgodnie z przepisami przejściowymi do projektu Ustawy OZE, nowe zasady wsparcia wejdą w życie 1 stycznia 2016 roku. Termin ten jeszcze może ulec zmianie w wyniku prac nad Ustawą OZE w Sejmie. Nowe instalacje, uruchomione od 1 stycznia 2016 roku, będą korzystać wyłącznie z systemu aukcyjnego. Właściciele instalacji uruchomionych przed 1 stycznia 2016 roku będą mogli zdecydować o przejściu do systemu aukcyjnego lub pozostać w zmodyfikowanym mechanizmie opartym na świadectwach pochodzenia.
- Analiza przepisów Ustawy OZE pozwala wnioskować że instalacje OZE, które są realizowane fazami i podłączone do tego samego punktu przyłączenia, będą w całości korzystały z systemu wsparcia obowiązującego w momencie uruchomienia pierwszej fazy instalacji OZE<sup>4</sup>. W konsekwencji, dla określenia wsparcia, które przysługiwać będzie wszystkim przyłączającym fazy instalacji OZE zgodnie z zapisami Ustawy OZE,

<sup>4</sup> Zgodnie z art. 2 pkt 13 a) Ustawy OZE, instalacja odnawialnego źródła energii to wyodrębniony zespół urządzeń służący do wytwarzania energii i wyprowadzania mocy, przyłączonych w jednym miejscu przyłączenia, w których energia elektryczna lub ciepło wytwarzane są z odnawialnych źródeł energii. W konsekwencji, zespół urządzeń będzie stanowić jedną instalację OZE, jeżeli zostanie przyłączony w jednym miejscu przyłączenia. Rodzaj przysługującego wsparcia zgodnie z Ustawą OZE, jest natomiast uzależniony od momentu, kiedy energii elektryczna w danej instalacji została po raz pierwszy wytworzona (np. art. 42 Ustawy OZE)

of the Office of Competition and Consumer Protection UOKiK adopted a stance that legal solutions assumed in the RES Act do not constitute unlawful state aid. Due to this fact, a decision was made not to notify the European Commission about the RES Act. Pursuant to the European Union law, state aid granted by a member state must be notified to the European Commission with the exception of the General Block Exemption Regulation (GBER). According to experts such an approach cannot be justified in the analysis of GBER provisions, among others with reference to the exceeding of the threshold of EUR 150 million of the annual budget of the RES support scheme, which causes that the support scheme is not exempted from the obligatory notification. The decision of the Council of Ministers is connected with the risk of passing the Act contrary to European Union regulations. In the situation when the RES Act will finally be notified, the date of new support rules coming into force set for January 1, 2016, does not seem really possible.

### New rules of support coming into force

The RES Bill assumes a transition from the system of transferable certificates of origin to the auction system. The auction mechanism is the consequence of Poland implementing the recommendation of the European Commission pursuant to the guidelines included in the document “European Commission guidance for the design of renewables support schemes” SWD (2013 439).

### Note

- Pursuant to the transition regulations to the RES Bill, the new rules of support will come into force on January 1, 2016. This date may still be changed as a result of works on the RES Act in the Sejm. New installations, launched after January 1, 2016, will use the auction system exclusively. The owners of installations launched before January 1, 2016, will be able to decide about switching to the auction system or remaining in the modified mechanism based on certificates of origin.
- The analysis of the provisions of the RES Act allows for concluding that RES installations which are executed in stages and connected to the same connection point will, as a whole, use the support scheme binding at the time of launching the first stage of the RES installation<sup>4</sup>. As a result, in order to define the support which all those who connect stages of a RES installation will be eligible for pursuant to the provisions of the RES Act,

<sup>4</sup> Pursuant to article 2, point 13 a) of the RES Act, a renewable energy source installation is a separated set of devices used to generate energy and feed the capacity, connected in one connection point, in which electrical energy or heat is generated from renewable energy sources. Consequently, the set of devices will constitute one RES installation if it is connected in one connection point. The type of possible support pursuant to the RES Act on the other hand, depends on the date when the electrical energy from a particular installation was first produced (e.g. article 42 of the RES Act)

istotny będzie moment uruchomienia pierwszej fazy instalacji.

## 2.3 System świadectw pochodzenia w Ustawie OZE

Ustawa OZE modyfikuje obecnie obowiązujący system wsparcia oparty na zbywalnych świadectwach pochodzenia energii elektrycznej. Zasady wsparcia w nowym systemie świadectw pochodzenia będą oparte na następujących założeniach:

- Instalacje, których energia elektryczna została wytworzona po raz pierwszy przed wejściem w życie nowych zasad wsparcia oraz instalacje zmodernizowane po tej dacie będą miały możliwość pozostać przy systemie opartym na świadectwach pochodzenia lub złożyć deklarację o przystąpieniu do mechanizmu aukcyjnego.
- Łączny okres wsparcia dla instalacji objętych mechanizmem opartym na świadectwach pochodzenia, będzie wynosił 15 lat, jednak nie dłużej niż do 31 grudnia 2035 roku.
- Obowiązek ilościowy energii OZE wynikającej ze świadectw pochodzenia będzie wynosił 20% i może być w drodze rozporządzenia obniżony przez ministra właściwego do spraw gospodarki do 31 października danego roku. Ustawa OZE nie przewiduje mechanizmu zwiększania tego obowiązku.
- Wysokość jednostkowej opłaty zastępczej zostanie zamrożona na poziomie 300,03 zł za 1 MWh.
- Instrumentem mającym na celu zapobiegać nadpodaży świadectw pochodzenia jest brak możliwości uiszczenia opłaty zastępczej w sytuacji, kiedy przez okres 3 miesięcy cena świadectw pochodzenia na Towarowej Giełdzie Energii będzie niższa niż 75% wartości opłaty zastępczej;
- Obowiązek zakupu energii elektrycznej przez sprzedawców zobowiązanych istnieje maksymalnie przez okres kolejnych 15 lat, nie dłużej jednak niż do 31 grudnia 2035 roku, licząc od dnia wytworzenia po raz pierwszy tej energii, potwierdzonego wydanym świadectwem pochodzenia.
- Wytwórcy energii z instalacji uruchomionych przed datą wejścia w życie nowego systemu będą mogli na zasadzie dobrowolności zrezygnować ze wsparcia w systemie świadectw pochodzenia i przejść do systemu wsparcia w systemie aukcji.

## 2.4 System aukcyjny w Ustawie OZE

Ustawa OZE wprowadza zupełnie nowy model systemu wsparcia oparty na kontraktach różnicowych, czyli tzw. model aukcyjny. Systemem aukcyjnym będą objęci wszyscy wytwórcy rozpoczynający produkcję po wejściu w życie nowych zasad wsparcia. Podstawowe zasady nowego systemu aukcyjnego:

- Wsparcie w nowym systemie ma być przyznawane w wyniku aukcji przeprowadzanych przez Prezesa URE co najmniej raz w roku oddzielnie dla energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnego

the time of launching the first stage of the installation will be essential.

### System of certificates of origin in the RES Act

The RES Act modifies the currently existing support scheme based on transferable certificates of origin of electrical energy. Rules of support in the new system of certificates of origin will be based on the following assumptions:

- Installations where electrical energy was first produced before the new rules of support come into force, as well as installations modernized after that date, will have the possibility to remain in the system based on certificates of origin or to submit a declaration to join the auction mechanism.
- The combined period of support for installations covered by the mechanism based on certificates of origin will last 15 years, however not longer than until December 31, 2035.
- The quantitative obligation of RES energy resulting from certificates of origin will be 20% and it may be changed through a regulation of the minister competent for the matters of the economy by October 31 of the particular year. The RES Act does not assume the mechanism of increasing this obligation.
- The value of a unit compensation fee will be frozen at the level of PLN 300.03 for 1 MWh.
- The instrument aimed to prevent the oversupply of the certificates of origin is the lack of possibility to pay the compensation fee in a situation when within a period of 3 months the price of certificates of origin on the Polish Power Exchange will be lower than 75% of value of the compensation fee;
- The obligation to purchase electrical energy by ex officio suppliers is in force for maximum 15 consecutive years, however not longer than until December 31, 2035, calculated from the date of first production of such energy, confirmed by the issued certificate of origin.
- Producers of energy from installations launched before the date of the new system coming into force will be able to resign from the support in the system of certificates of origin and switch to the support scheme in the auction system on a voluntary basis.

### Auction system in the RES Act

The RES Act introduces a completely new model of the support scheme based on contracts of differences, i.e. the so-called auction model. The auction system will cover all producers who start production after the new rules of support come into force. The basic rules of the new auction system are as follows:

- Support in the new system is to be granted as a result of an auction conducted by the President of the Energy Regulatory Office URE at least once a year separately for electrical energy generated in installations



źródła energii o mocy do 1 MW i powyżej 1 MW. Odrębne aukcje organizowane będą dla instalacji, których operatorzy zdecydowali się zrezygnować z systemu zbywalnych świadectw pochodzenia i przystąpili do aukcji. W praktyce może się okazać, że powstanie luka inwestycyjna związana z przejściem do nowego systemu, ponieważ w Ustawie OZE, nie określono terminu organizacji pierwszej aukcji. Docelowo, w toku prac legislacyjnych, taki zapis powinien zostać wprowadzony.

- Projekt Ustawy OZE przewiduje, że co najmniej 25% ilości energii elektrycznej objętej systemem aukcyjnym, powinna zostać wytworzona w małych instalacjach o mocy do 1 MW. Ustawodawca wspiera więc przede wszystkim małe źródła rozproszone. Co roku Rada Ministrów określi, jaka ilość energii będzie zakupiona w drodze aukcji.
- Łączny okres wsparcia dla instalacji objętych systemem aukcyjnym będzie wynosił 15 lat, nie dłużej niż do 31 grudnia 2035 roku, z wyjątkiem elektrowni wiatrowych na morzu, które mogą sprzedawać energię w drodze aukcji do 31 grudnia 2040 roku. Ostatnia aukcja będzie mogła zostać rozstrzygnięta nie później niż do 30 czerwca 2021 roku. Powyższy termin wiąże się z okresem obowiązywania GBER. Oznacza to, że po tej dacie można się spodziewać kolejnych zmian w zasadach wsparcia OZE.
- Aukcje prowadzi się w postaci elektronicznej za pośrednictwem internetowej platformy aukcyjnej. Ważnie przeprowadzona aukcja wymaga złożenia co najmniej 3 ważnych ofert.
- Podstawowym kryterium aukcji będzie cena za wytworzoną 1 MWh energii elektrycznej, przez okres 15 lat. Instalacje, które złożą najniższą cenę, wygrają aukcje i będą zobowiązane do produkcji energii elektrycznej w ilości określonej w aukcji. Rozliczenie obowiązku produkcji energii w ilości zadeklarowanej będzie następowało w okresach trzyletnich, pod rygorem zapłaty kary pieniężnej. W tym kontekście, największe ryzyko braku produkcji w zadeklarowanej ilości ponoszą źródła niestabilne, takie jak elektrownie wiatrowe.
- Minister właściwy do spraw gospodarki na co najmniej 60 dni przed daną w roku aukcją przekazuje informację o maksymalnej cenie za 1 MWh za jaką może zostać sprzedana energia w drodze aukcji. Ceny referencyjne będą ustalane oddzielnie dla poszczególnych źródeł i mocy instalacji. Odrębne ceny referencyjne będą ustalone w oparciu o ceny świadectw pochodzenia w latach 2011-2013 oraz ceny energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, dla instalacji uruchomionych przed 1 stycznia 2016 roku, które złożą deklarację o przejściu do nowego systemu. Z aukcji będą wykluczane oferty złożone powyżej cen referencyjnych.
- Do aukcji będą mogły zostać zgłoszone nowe projekty, które przejdą procedurę tzw. prekwalifikacji będącej oceną formalną przygotowania instalacji do wytwarzania energii elektrycznej. Procedurę oceny formalnej przeprowadza Prezes URE i kończy się ona

of a renewable energy source with the capacity up to 1 MW and above 1 MW. Separate auctions will be organized for installations whose operators decided to resign from the system of transferable certificates of origin and joined the auctions. In practice it may turn out that an investment gap will appear connected with the transition to the new system because the RES Act does not specify the date of organizing the first auction. Ultimately, in the course of legislative works, such a provision should be introduced.

- The RES Bill assumes that at least 25% of electrical energy covered by the auction system should be generated in small installations with the capacity of up to 1 MW. Therefore, the legislator supports mainly small spread sources. Each year the Council of Ministers will define what amount of energy will be purchased through auctions.
- The combined period of support for installations covered by the auction system will be 15 years but not longer than until December 31, 2035, with the exception of offshore wind farms which can sell energy through auctions until December 31, 2040. The last auction will have to be settled not later than by June 30, 2021. The aforementioned date is connected with the period of GBER validity. This means that after that date more changes may be expected in the rules of RES support.
- Auctions are held in an electronic form via an Internet auction platform. A valid auction requires submitting at least 3 valid offers.
- The basic criterion for auctions will be the price for 1 MWh of generated electrical energy for the period of 15 years. Installations which offer the lowest price will win the auction and will be obliged to produce electrical energy in the amount specified in an auction. Settling the obligation to produce energy in the amount declared will be made in 3-year periods under the pain of a pecuniary penalty. In this context, the greatest risk of lack of production in the declared amounts is borne by unstable sources, such as wind power plants.
- The minister competent for the matters of the economy, at least 60 days before a particular auction in a year, informs about the maximum price for 1 MWh for which the energy can be sold in an auction. Reference prices will be established separately for particular sources and installation capacities. Separate reference prices will be established based on the prices of certificates of origin between 2011 and 2013 and prices of electrical energy on a competitive market, for installations launched before January 1, 2016, which will submit a declaration about switching to the new system. Auctions will exclude all offers made above the reference prices.
- It will be possible to submit new projects to an auction, which will go through the so-called pre-qualification procedure, which is a formal assessment of readiness of an installation to generate electrical energy. The formal assessment procedure will be conducted by the President of the Energy Regulatory Office URE and it will finish with issuing a certificate which

wydaniem zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji. W celu uzyskania zaświadczenia, wytwórca musi wykazać zgodność inwestycji z miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego, posiadać decyzje administracyjne konieczne do rozpoczęcia prac budowlanych, w tym pozwolenie na budowę oraz przedstawić umowę o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. W konsekwencji, do aukcji mogą być zgłaszane wyłącznie instalacje OZE, dla których zakończony został etap projektowy inwestycji. Zaświadczenie jest ważne przez okres 12 miesięcy. Na odmowę wydania zaświadczenia przysługuje zażalenie do Sądu Okręgowego w Warszawie – sądu ochrony konkurencji i konsumentów.

- W aukcji mogą wziąć udział wytwórcy, którzy ustanowili gwarancję bankową lub przedstawią dowód wniesienia kaucji na rachunek Prezesa URE w wysokości 30 zł/kW zainstalowanej mocy instalacji. W przypadku wytwórcy, który wygrał aukcję kaucja jest zwracana w terminie 60 dni od dnia wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej z OZE.
- Cena sprzedaży podana w ofertach uczestników aukcji podlega corocznej waloryzacji wskaźnikiem inflacji.
- Energia wytwarzana w instalacjach o mocy poniżej 0,5 MW będzie zakupiona przez sprzedawców zobowiązanych po stałych cenach ustalonych w aukcjach. Instalacje o większej mocy, będą sprzedawać energię bezpośrednio na rynku.
- Kwota stanowiąca ujemne saldo, pomiędzy ceną uzyskaną na giełdzie a ceną uzyskaną w aukcji będzie wypłacana przez utworzoną spółkę celową Skarbu Państwa – Operatora Rozliczeń Energii Odnawialnej S.A. (OREO). OREO będzie pokrywała ujemne saldo na podstawie wniosku wytwórcy w terminie 30 dni. Dodatnie saldo jest zwracane do OREO przez wytwórcę w sześciu równych ratach pod koniec okresu wsparcia.
- W praktyce wysokość wsparcia w systemie aukcyjnym będzie zależała od liczby instalacji OZE, które każdorazowo przystąpią do aukcji, ceny referencyjnej ustalonej w każdym roku przez ministra właściwego do spraw gospodarki oraz ilości energii elektrycznej, która zostanie zakupiona w aukcji.

## Podsumowanie

Zdaniem twórców proponowanych rozwiązań, nowy system aukcyjny ma być tańszy i zapewnić pełną konkurencyjność wszystkich technologii, które będą uczestniczyć w „jednym koszyku” aukcji z podziałem na źródła o mocy do 1 MW i powyżej 1 MW. Takie rozwiązanie pozwoli na rozwój technologii najbardziej efektywnych pod względem ekonomicznym. W praktyce może się okazać, że inwestycje będące w zaawansowanym stadium projektowym, które przeszły pozytywną ocenę w procedurze oceny formalnej instalacji nie otrzymają wsparcia, ponieważ nie będą w stanie konkurować

confirms qualifying for an auction. In order to obtain the certificate the producer must prove the compliance of the investment with the local zoning plan; he must have administrative decisions required to start construction works, including the building permit, as well as present a contract for connection to the power grid. Consequently, only those RES installations which have completed the design phase of the investment can be submitted for auctions. The certificate is valid for the period of 12 months. There is a possibility to appeal against the refusal to issue the certificate to the Regional Court in Warsaw – the Court of Competition and Consumer Protection.

- Auctions are open to producers who have established a bank guarantee or present a confirmation of submitting a deposit to the account of the President of the Energy Regulatory Office in the amount of PLN 30/kW of the installed generation capacity. In the case of the producer who wins the auction, the deposit is returned within 60 days from the date of first generation of electrical energy from RES.
- Sales price provided in the offers of auction participants is subject to annual adjustment by the inflation rate.
- Energy generated in installations with the capacity below 0.5 MW will be purchased by ex officio suppliers at fixed prices established at auctions. Installations with higher capacity will sell the energy directly on the market.
- The amount constituting the negative balance between the price obtained on the power exchange and the price obtained at an auction will be paid by a formed special purpose State Treasury company – Operator Rozliczeń Energii Odnawialnej S.A. [Renewable Energy Settlement Operator] (OREO). OREO will cover the negative balance based on the application of the producer within 30 days. Positive balance is returned to OREO by the producer in six equal installments at the end of the support period.
- In practice the value of support in the auction system will depend on the number of RES installations which participate in the auction at one time, the reference price established each year by the minister competent for the matters of the economy and the amount of electrical energy which will be purchased at the auction.

## Summary

According to the authors of the proposed solutions the new auction system will be cheaper and should guarantee full competitiveness of all technologies which will be involved in “one basket” of auctions divided into sources with the capacity of up to 1 MW and above 1 MW. Such a solution will allow for developing most economically-effective technologies. In practice it may turn out that investments in the advanced design stage, which were positively assessed in the formal assessment procedure of the installation, will not receive support because they will not be able to compete with more cost-effective RES

z bardziej efektywnymi kosztowo instalacjami OZE. Inwestorzy ponoszą również ryzyko nie uzyskania wsparcia w drodze aukcji w danym roku w sytuacji, kiedy Rada Ministrów określi zbyt małą ilość energii, która zostanie zakupiona w aukcji, w porównaniu do liczby instalacji OZE, które przystąpiły do aukcji. Z drugiej strony, system aukcyjny zapewni inwestorom pewność finansowania na stałym poziomie przez okres 15 lat. Z tego punktu widzenia, mechanizm aukcyjny może się okazać korzystniejszy od systemu świadectw pochodzenia.

### **3 Etap projektowy realizacji elektrowni wiatrowych a procedura preklasyfikacji**

W kontekście przepisów projektu Ustawy OZE dotyczących procedury przeprowadzenia oceny formalnej instalacji OZE, istotny jest etap projektowy realizowania projektu wiatrowego. W celu uzyskania zaświadczenia o możliwości przystąpienia do aukcji inwestor będzie zobowiązany przedstawić szereg dokumentów potwierdzających zakończenie fazy projektowej instalacji. Przede wszystkim konieczne będzie uzyskanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach oraz prawomocnego pozwolenia na budowę elektrowni wiatrowych. W zakresie dokumentów lokalizacyjnych inwestor będzie zobowiązany przedstawić wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, który będzie potwierdzał dopuszczalność lokalizacji danej instalacji OZE na terenie objętym planowaną inwestycją. Do wniosku o wydanie zaświadczenia umożliwiającego dopuszczenie do aukcji należy również załączyć warunki przyłączenia instalacji do sieci elektroenergetycznej oraz umowę o przyłączenia do sieci.

W trakcie procedury oceny formalnej Prezes URE będzie badał przygotowanie instalacji do wytwarzania energii elektrycznej. W tym kontekście istotne jest prawidłowe uzyskanie wszelkich decyzji administracyjnych oraz prawidłowe zapewnienie tytułu prawnego do nieruchomości przeznaczonych pod lokalizację farmy wiatrowej.

### **4 Tytuł prawny do nieruchomości pod lokalizację farmy wiatrowej**

Proces pozyskiwania tytułu prawnego do nieruchomości pod lokalizację urządzeń i infrastruktury farmy wiatrowej rozpoczyna się na samym początku inwestycji i niejednokrotnie trwa do chwili uruchomienia farmy wiatrowej. Ważne jest, o czym często się zapomina, aby tytuł prawny został pozyskany dla całej infrastruktury farmy wiatrowej, w tym infrastruktury przesyłowej, stacji transformatorowych, dróg dojazdowych, prawa wkraczania łopaty rotora na nieruchomość sąsiednią. Należy również pamiętać o zapewnieniu korzystania z nieruchomości w sposób umożliwiający nie tylko eksploatację farmy

instalacji. Inwestorzy również ponoszą ryzyko nie otrzymywania wsparcia w drodze aukcji w danym roku, jeśli Rada Ministrów ustali zbyt niską ilość energii, która zostanie kupiona na aukcji w porównaniu z liczbą instalacji OZE, które brały udział w aukcji. Z drugiej strony, system aukcyjny zapewni inwestorom pewność finansowania na tym samym poziomie przez okres 15 lat. Z tego punktu widzenia, mechanizm aukcyjny może okazać się bardziej korzystny niż system świadectw pochodzenia.

### **Design Stage of Constructing Wind Power Plants and the Prequalifying Procedure**

In the context of the provisions of the RES Bill referring to the procedure of conducting formal assessment of RES installations, the design stage of executing a wind project is essential. In order to obtain a certificate about the possibility of participating in an auction the investor will have to present a number of documents confirming the completion of the design stage of the installation. Above all, it will be necessary to obtain a decision about environmental conditions and the effective building permit for the construction of wind power plants. In terms of location documents, the investor will have to present an extract from the local zoning plan which will confirm the approval of the location of the particular RES installation in the area covered by the planned investment. The application for the certificate allowing for participation in an auction must also be accompanied by conditions of connecting the installation to the power grid and the contract for connection to the grid.

During the procedure of formal assessment the President of the Energy Regulatory Office URE will investigate the readiness of the installation to generate electrical energy. In this context it is essential to correctly obtain any and all administrative decisions and to guarantee appropriate legal title to the real estate for the location of the wind farm.

### **Legal Title to the Real Estate for the Location of the Wind Farm**

The process of obtaining the legal title to the real estate for the location of the equipment and infrastructure of the wind farm starts at the very beginning of the investment and often lasts until the launch of the wind farm. It is important, but often forgotten, that the legal title must be obtained for all the infrastructure of the wind farm, including transmission infrastructure, transformer stations, access roads, right for the rotor blades to enter neighboring property. It also must be remembered to ensure access to the real estate which will enable not only operating the wind farm but also conducting

wiatrowej, ale również prowadzenie napraw, konserwacji oraz ewentualnej modernizacji. Nieprawidłowe pozyskanie tytułu prawnego do nieruchomości może znacząco przedłużyć ramy czasowe realizacji inwestycji.

## 4.1 Prawo własności

Prawo własności zapewnia możliwość korzystania z nieruchomości w najszerszym możliwym zakresie, bez konieczności pozyskiwania dodatkowego tytułu prawnego. Realizowanie inwestycji w oparciu o prawo własności praktycznie wyłącza ryzyko utraty prawa do korzystania z nieruchomości z przyczyn niezależnych od inwestora. Również z punktu widzenia banków finansujących inwestycję, budowa farmy wiatrowej na gruntach będących własnością inwestora zwiększa atrakcyjność i bezpieczeństwo inwestycji. W szczególności, bank może uzyskać dodatkowe zabezpieczenie spłaty kredytu w postaci hipoteki na nieruchomościach. Pomimo tych niewątpliwych zalet nabycie własności nieruchomości już we wstępnej fazie inwestycji może być ekonomicznie nieuzasadnione. Charakter inwestycji farm wiatrowych wymusza pozyskanie tytułu prawnego do nieruchomości pod jednostki wytwórcze już w pierwszej fazie realizacji projektu. Może okazać się, że inwestycja nie będzie mogła być zrealizowana na uprzednio nabytej nieruchomości z uwagi na uwarunkowania sieciowe, planistyczne lub środowiskowe. Pozostaje również problem sprzedaży nieruchomości po zakończeniu eksploatacji farmy wiatrowej. Dlatego, podmioty realizujące farmy wiatrowe wybierają co do zasady pozyskiwanie tytułu prawnego w formule ograniczonych praw rzeczowych lub umów o charakterze cywilnoprawnym.

## 4.2 Umowa dzierżawy

Umowa dzierżawy jest najbardziej powszechnie stosowaną formą pozyskiwania tytułu prawnego do nieruchomości pod lokalizację siłowni wiatrowych. Dużą zaletą umowy dzierżawy jest, przy odpowiednim ukształtowaniu treści stosunku dzierżawnego oraz wpisaniu praw do ksiąg wieczystych, praktycznie znikome ryzyko jej wypowiedzenia z przyczyn niezależnych od inwestora. Maksymalny okres, na jaki może być zawarta umowa dzierżawy, daje możliwości długoterminowego korzystania z nieruchomości. Nie bez znaczenia pozostaje również możliwość przenoszenia praw i obowiązków z umowy dzierżawy na podmioty trzecie.

### Warto zwrócić uwagę

- Umowa dzierżawy powinna być zawarta w formie pisemnej z notarialnie poświadczonymi podpisami, co umożliwi dzierżawcy ujawnienie jej treści w księgach wieczystych oraz wykluczy ryzyko wypowiedzenia umowy przez nowego nabywcę nieruchomości, który z mocy ustawy wstępuje w prawa i obowiązki wydzierżawiającego. Warunkiem wyłączającym

repairs, maintenance and possible modernization. Improper obtaining of the legal status to the real estate may significantly prolong the time frame of executing the investment.

### Ownership right

Ownership right ensures the possibility to use the real estate in the widest possible scope without the need to obtain an additional legal title. Executing an investment based on the ownership right practically excludes the risk of losing the right to use the real estate due to reasons beyond the control of the investor. Also from the point of view of banks which finance the investment, construction of a wind farm on the land owned by the investor increases the attractiveness and security of the investment. In particular, a bank may obtain additional loan security in the form of the real estate mortgage. Despite those obvious advantages, acquiring the real estate already in the preliminary phase of the investment may be economically unjustified. The character of investments in wind farm requires obtaining the legal title to the real estate for the location of generating units already in the first phase of executing the project. It may turn out that the investment will be impossible to execute on the previously acquired real estate due to the grid, zoning or environmental conditions. There is also a problem of selling the real estate after closing the operations of the wind farm. That is why entities which execute wind farm projects select, as a rule, obtaining the legal title in the form of limited real rights or under civil law contracts.

### Lease contract

Lease contract is the most frequently used form of obtaining the legal title to the real estate for the location of wind power plants. A big advantage of the lease contract is, with appropriate shape of the content of the lease and entering the rights into the land and mortgage register, practically minimal risk of its termination due to reasons beyond the control of the investor. The maximum period for which the lease contract can be concluded offers the possibility of long-term use of the real estate. What is also important is the possibility of transferring rights and obligations under the lease contract to third parties.

### Note

- A lease contract should be concluded in a written form with signatures confirmed by a notary public, which will allow the lessee to disclose its content in the land and mortgage register and will exclude the risk of terminating the contract by a new buyer of the real estate who statutorily assumes the rights and obligations of the lessor. The condition excluding



dopuszczalność wypowiedzenia umowy dzierżawy przez nabywcę nieruchomości jest również wydanie przedmiotu dzierżawy. Należy zatem pamiętać, aby wydanie przeprowadzić bez zbędnej zwłoki.

- Wskazane jest zamieszczenie w umowie postanowień minimalizujących ryzyko wszczęcia egzekucji przeciwko właścicielowi nieruchomości lub umożliwiających monitorowanie sytuacji majątkowej właściciela dzierżawionej nieruchomości<sup>5</sup>. Ma to na celu uniknięcie ryzyka wypowiedzenia umowy dzierżawy przez nabywcę dzierżawionej nieruchomości na licytacji w postępowaniu egzekucyjnym lub upadłościowym. Nabywca taki może, niezależnie od formy umowy i wydania nieruchomości, rozwiązać umowę dzierżawy z zachowaniem rocznego terminu w ciągu miesiąca od uprawomocnienia się postanowienia o przysądzeniu własności, jeżeli umowa dzierżawy została zawarta na co najmniej 2 lata<sup>6</sup>.
- Dzierżawiona nieruchomość powinna być dokładnie opisana już w chwili zawarcia umowy. Umowy przewidujące sprecyzowanie przedmiotu dzierżawy w późniejszym czasie mogą być uznane za nieważne, ze względu na brak należytego oznaczenia przedmiotu dzierżawy.
- Błędą praktyką jest zawarcie w umowach okresów nieodpłatnych tak, że pierwszy czynsz będzie wymagalny dopiero od chwili wystąpienia określonego zdarzenia, jak uzyskanie decyzji o pozwoleniu na budowę. Czynsz dzierżawny, chociażby w symbolicznym wymiarze, powinien być płatny za cały okres trwania dzierżawy.
- Elementem konstruującym treść umowy dzierżawy, wyróżniającym ją od innych typów umów, jest pobieranie pożytków z przedmiotu dzierżawy. W tym kontekście kontrowersję wzbudzało wykazanie pobierania pożytków z przedmiotu dzierżawy przez operatora elektrowni wiatrowych. Zgodnie z orzeczeniem Sądu Najwyższego z 5 października 2012 roku<sup>7</sup>, wytwarzana przez farmę wiatrową energia elektryczna nie powinna być traktowana za pożytek z nieruchomości. Dlatego korzystanie z nieruchomości tylko w celu budowy i eksploatacji siłowni wiatrowych nie może być poczytywane za dzierżawę w rozumieniu kodeksu cywilnego. W przypadku braku zapewniania innych

the possibility of terminating the contract by the new buyer of the real estate is also handing over the subject of the lease. Therefore it must be remembered that the handover should be conducted without unnecessary delay.

- It is recommended that the contract includes the provisions minimizing the risk of launching enforcement proceedings against the owner of the real estate or allowing for the monitoring of the financial condition of the owner of the leased real estate<sup>5</sup>. Its aim is to avoid the risk of terminating the lease contract by the buyer of the leased real estate at an auction during enforcement or bankruptcy proceedings. Such a buyer is able to, regardless of the form of the contract or real estate handover, terminate the lease contract with a one-year notice, within one month from enforceability of the resolution adjudicating the ownership if the lease contract was concluded for minimum 2 years<sup>6</sup>.
- The leased real estate should be described in detail already at the time of concluding the contract. Contracts which stipulate defining the subject of the lease at a later date may be deemed invalid due to the lack of adequate definition of the subject of the lease.
- It is a faulty practice to include gratuitous periods in the contracts so that the first rent becomes due only from the moment of occurring a specific event, such as obtaining the decision about the building permit. The lease rent, however symbolic it may be, should be payable for the whole duration of the lease.
- The element which constructs the content of the lease contract, which differentiates it from other types of contracts, is collecting profits from the subject of the lease contract. In this context, it was controversial as the operator of wind power plants was to prove the collection of profits from the subject of the lease. Pursuant to the ruling of the Supreme Court dated October 5, 2012<sup>7</sup>, electrical energy generated by a wind farm should not be treated as profits from the real estate. Therefore, using the real estate only in order to build and operate wind power plants cannot be interpreted as lease in the understanding of the Civil Code. If there are not any other profits from the real estate, such a contract should be treated as

<sup>5</sup> Rozwiązaniem pozwalającym na wyeliminowanie ryzyka związanego z wypowiedzeniem umowy dzierżawy przez osobę nabywającą nieruchomość w postępowaniu egzekucyjnym, może być zastosowanie struktury łączącej umowę dzierżawy i umowę użytkowania. Struktura opiera się na możliwości oddania użytkowanej nieruchomości w dzierżawę innemu podmiotowi. W tym celu, jedna ze spółek inwestora (spółka-matka) zawrze umowę użytkowania bezpośrednio z właścicielem nieruchomości. Natomiast druga spółka inwestora (spółka-córka) zawrze ze spółką mającą już prawo użytkowania umowę dzierżawy na objętą użytkowaniem nieruchomość. W związku z tym, że wydzierżawiającym będzie spółka-matka inwestora, zostanie wykluczone ryzyko przeprowadzenia egzekucji z majątku wydzierżawiającego.

<sup>6</sup> Ustawa z 16 września 2011 roku o zmianie ustawy – Kodeks postępowania cywilnego oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2011, Nr 233 poz. 1381).

<sup>7</sup> Wyrok Sądu Najwyższego z 5 października 2012 roku, sygn. akt IV CSK 244/12

<sup>5</sup> The solution allowing for elimination of the risk connected with terminating the lease contract by the entity acquiring the real estate in enforcement proceedings may be the application of the structure combining the lease and usufruct contracts. The structure is based on the possibility of leasing the used real estate to another entity. In order to do that one of the companies of the investor (parent company) will conclude a usufruct contract directly with the owner of the real estate, whereas another company of the investor (daughter company) will conclude a lease contract with the company already possessing the right of usufruct for the used real estate. Due to the fact that the lessor is the parent company of the investor, conducting the enforcement proceedings of the lessor's property will be impossible.

<sup>6</sup> Act dated September 16, 2011, on amending the act – Code of Civil Procedure and certain other acts (Journal of Laws of 2011, No. 233, Item 1381).

<sup>7</sup> Verdict of the Supreme Court dated October 5, 2012, ref. no. IV CSK 244/12

pożytków z nieruchomości umowa taka powinna być traktowana jako swego rodzaju umowa nienazwana, zawarta na zasadzie swobody umów, do której mogą mieć odpowiednie zastosowanie przepisy kodeksu cywilnego normujące umowę dzierżawy. Pogląd powyższy został następnie powtórzony w kolejnym wyroku Sądu Najwyższego z 7 lutego 2013 roku<sup>8</sup> Sąd Najwyższy podkreślił, że również ocena skuteczności wypowiedzenia powinna być dokonana w oparciu o treść umowy łączącej strony i odpowiednio stosowane przepisy kodeksu cywilnego regulującego umowę dzierżawy.

- Wyrok Sądu Najwyższego nie oznacza, że dotychczas zawarte umowy dzierżawy zabezpieczające tytuł prawny do lokalizacji siłowni wiatrowych, będą mogły być uznawane za nieważne. Warto jednak w umowach zawrzeć postanowienia odsyłające, w kwestiach nieuregulowanych, od przepisów kodeksu cywilnego dotyczących umowy dzierżawy.

## 4.3 Leasing

Ryzyka związane z zawarciem umowy dzierżawy skłaniały do poszukiwania innych sposobów zabezpieczenia tytułu prawnego do nieruchomości pod lokalizację elektrowni wiatrowych. 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.

## 4.4 Użytkowanie

Oprócz zabezpieczenia tytułu prawnego do nieruchomości w formie umowy dzierżawy czy leasingu, możliwe jest również zawarcie umowy użytkowania. Użytkowanie to ograniczone prawo rzeczowe, które daje użytkownikowi prawo do korzystania z nieruchomości i pobierania z niej pożytków. Wadą użytkowania w stosunku do dzierżawy jest jego niezbywalność. Zaletą natomiast możliwość zawarcia umowy na cały okres eksploatacji farmy wiatrowej. Ponadto użytkowanie, jako ograniczone prawo rzeczowe jest skuteczne w stosunku do osób trzecich niebędących stroną umowy. Tak samo, jak w przypadku umowy dzierżawy, problemem może być brak możliwości pozyskiwania pożytków naturalnych z nieruchomości wykorzystywanej wyłącznie do celów eksploatacji siłowni wiatrowych.

a special form of an innominate contract concluded on the basis of the principle of contractual freedom, to which relevant provisions of the Civil Code regulating lease contracts may apply. This opinion was then repeated in another verdict of the Supreme Court dated February 7, 2013<sup>8</sup>. The Supreme Court stressed that also the assessment of the effectiveness of the termination must be based on the content of the contract between the parties and on the relevantly applied provisions of the Civil Code which regulate the lease contract.

- The verdict of the Supreme Court does not mean that the lease contracts concluded to date, which secure the legal title to the location of wind power plants will be able to be deemed invalid. However, it is worth including clauses in the contracts which refer to the provisions of the Civil Code applicable to the lease contract within unregulated matters.

### Leasing contract

Risks connected with concluding a lease contract suggested looking for other methods of securing the legal title to the real estate for the location of wind power plants. One of the possibilities is concluding a direct leasing contract. Currently, however, it is not a common form of securing the rights to the real estate for wind turbines.

Leasing gives the right to use or to use and collect profits from a thing which eliminates the problem of ensuring the right to collect profits from a wind farm. Leasing of real estate, however, creates a problem of calculating the remuneration of the owners for usage, which must be equivalent to the value of the real estate.

### Usufruct

Apart from securing the legal title to the real estate in a form of a lease or leasing contract, it is also possible to conclude a usufruct contract. Usufruct is a limited real right which gives the user the right to use the real estate and collect profits from it. The disadvantage of usufruct as compared to the lease is its non-transferability. The advantage, on the other hand, is the possibility of concluding the contract for the whole period of operations of the wind farm. What is more, usufruct, being a limited real right, is effective towards third parties which are not a party of the contract. Just as it is in the case of the lease contract, the problem may be the lack of possibility of collecting natural profits from the real estate used exclusively for the purpose of operations of wind power plants.

<sup>8</sup> Wyrok Sądu Najwyższego z 7 lutego 2013 roku, sygn.. II CSK 230/12

<sup>8</sup> Verdict of the Supreme Court dated February 7, 2013, ref. no. II CSK 230/12

## 4.5 Służebność przesyłu

Służebność przesyłu jest ograniczonym prawem rzeczowym stanowiącym najbardziej właściwy instrument prawny do pozyskiwania tytułu do nieruchomości przeznaczonych pod lokalizację urządzeń infrastruktury przesyłowej, takich jak kable, linie elektroenergetyczne, słupy czy stacje transformatorowe. Na podstawie służebności przesyłu nie można skutecznie przyznać prawa do korzystania z nieruchomości do celów eksploatacji urządzeń wytwórczych, za jakie uznawane są siłownie wiatrowe. Służebność przesyłu, jako ograniczone prawo rzeczowe, jest skuteczna nie tylko w stosunku do stron, ale również osób trzecich niebędących stronami umowy. Uprawnionym z tytułu służebności przesyłu może być właściciel urządzeń przesyłowych.

### Warto zwrócić uwagę

- Treść służebności przesyłu, a co za tym idzie zakres korzystania z nieruchomości do zlokalizowania urządzeń przesyłowych, powinna być zawsze indywidualnie określona w umowie. Wskazane jest, aby w treści umowy nie tylko ująć prawo do posadowienia urządzeń na nieruchomości, ale również uprawnienie do prowadzenia prac konserwacyjnych. Odpowiednie ukształtowanie treści umowy pozwoli uniknąć sytuacji konfliktowych z właścicielem nieruchomości w trakcie eksploatacji inwestycji.
- W przypadku, gdy właściciel nieruchomości odmówi ustanowienia służebności lub zażąda wygórowanego wynagrodzenia, inwestor może sądowo dochodzić ustanowienia służebności przesyłu. W toku postępowania, sąd w oparciu o opinię biegłego sądowego określi wynagrodzenie za korzystanie z nieruchomości we wskazany przez inwestora sposób.
- Utrzymywanie na nieruchomości urządzeń przesyłowych łączy się często z koniecznością zachowania pewnej strefy gruntu, z której właściciel nie może faktycznie korzystać. Zgodnie z wyrokiem Sądu Najwyższego z 14 listopada 2013 roku<sup>9</sup>, wynagrodzenie za ustanowienie służebności przesyłu powinno obejmować nie tylko fragment gruntu faktycznie wykorzystywany przez przedsiębiorcę przesyłowego, ale również pozostałą część pasa ochronnego w zakresie, w jakim ta nieruchomość nie może zostać zagospodarowana przez właściciela.
- Uprawnienia ze służebności przesyłu mogą być przenoszone na podmiot trzeci jedynie w sposób określony w przepisach ustawy. Zmiana uprawnionego z tytułu służebności przesyłu, będzie możliwa w przypadku zbycia przedsiębiorstwa lub zbycia samych urządzeń przesyłowych. Oznacza to, że służebność przesyłu przechodzi na nabywcę przedsiębiorstwa lub nabywcę urządzeń przesyłowych.

<sup>9</sup> Wyrok Sądu Najwyższego z 14 listopada 2013 roku, sygn. II CSK 69/2013

## Transmission easement

Transmission easement is a limited real right which is the most appropriate legal instrument to obtain the title to the real estate for the location of transmission infrastructure equipment, such as cables, power lines, pylons or transformer stations. Based on the transmission easement, it is impossible to effectively grant the usufruct to the real estate for operating generating units, which is how wind farms are officially treated. Transmission easement, as a limited real right, is effective not only towards the parties but also towards third parties which are not the parties of the contract. The authorized entity under title of transmission easement can be the owner of transmission equipment.

### Note

- The content of transmission easement, and consequently the scope of using the real estate for the location of transmission equipment, should always be separately defined in the contract. It is recommended that the content of the contract should include not only the right to locate the equipment on the real estate but also the authorization to conduct maintenance works. Appropriate form of the content of the contract will allow for avoiding conflict situations with the owner of the real estate during the operations of the investment.
- If the owner of the real estate refuses to grant the transmission easement or requests inflated remuneration, the investor can seek the establishing of transmission easement in court. During the proceedings, the court, based on the opinion of an appointed expert, will define the remuneration for the usage of the real estate in a manner indicated by the investor.
- Maintaining transmission devices on the real estate is often connected with the need to reserve a certain area of the land which the owner is not actually able to use. Pursuant to the ruling of the Supreme Court dated November 14, 2013<sup>9</sup>, remuneration for establishing transmission easement should cover not only the part of land actually used by the transmission entity but also the rest of the protective zone in the scope in which the particular real estate cannot be developed by the owner.
- The rights of transmission easement can be transferred to a third party only in a manner stipulated in statutory regulations. The change of the entity authorized from the transmission easement will only be possible in the case of selling the company or selling the transmission equipment itself. This means that transmission easement is transferred to the buyer of the company or the buyer of transmission equipment.

<sup>9</sup> Verdict of the Supreme Court dated November 14, 2013, ref. no. II CSK 69/2013

- Kwestia zwolnienia odpłatnego ustanowienia służebności przesyłu od podatku dochodowego od osób fizycznych była do tej pory kontrowersyjna. 21 maja 2014 roku Minister Finansów<sup>10</sup> w interpretacji ogólnej zmienił swoje dotychczasowe stanowisko uznając, że przychód z tytułu służebności przesyłu nie jest objęty podatkiem dochodowym. Podobnie orzekł Naczelny Sąd Administracyjny w wyroku z 25 czerwca 2013 roku<sup>11</sup>. Zgodnie z orzeczeniem Naczelnego Sądu Administracyjnego ulga podatkowa z tytułu odszkodowania dla posiadaczy gruntów wchodzących w skład gospodarstwa rolnego z tytułu ustanowienia służebności gruntowej przysługuje także z tytułu ustanowienia służebności przesyłu. Służebność przesyłu została uznana za odmianę służebności gruntowej.

## 4.6 Nieruchomości o szczególnym statusie

Elementy infrastruktury farmy wiatrowej są często zlokalizowane na terenach o szczególnym statusie prawnym, jak pas drogi publicznej, teren zamknięty, czy pod dnem naturalnych zbiorników wodnych. W przypadku lokalizacji inwestycji na nieruchomości o szczególnym statusie, poza umownym uregulowaniem zasad korzystania z nieruchomości, dodatkowo konieczne będzie uzyskanie decyzji administracyjnych.

### Warto zwrócić uwagę

- Lokalizacja infrastruktury technicznej w pasie drogi publicznej, jest wyjątkiem od generalnej zasady zakazującej lokalizacji urządzeń i obiektów budowlanych niezwiązanych z potrzebami zarządzania drogami w pasie drogowym. Powyższego zakazu nie stosuje się do urządzeń służących do odprowadzania między innymi energii elektrycznej<sup>12</sup>. Lokalizacja takich urządzeń wymaga jednak spełnienia warunków określonych w ustawie o drogach publicznych.
- W pierwszej kolejności inwestor uzyska zezwolenie właściwego zarządcy drogi, wydawanego w formie decyzji administracyjnej. Przed rozpoczęciem robót budowlanych, konieczne będzie uzyskanie kolejnej decyzji administracyjnej, obejmującej zgodę na zajęcie pasa drogi publicznej. Za zajęcie pasa drogi publicznej pobiera się opłatę ustaloną, jako iloczyn powierzchni zajętego pasa drogowego i liczby dni.
- Zasady określone w ustawie o drogach publicznych, nie dotyczą dróg wewnętrznych. Lokalizacja urządzeń i zezwolenie na zajęcie pasa drogowego drogi wewnętrznej wymaga zawarcia stosownej umowy z zarządcą drogi.
- W celu lokalizacji urządzeń infrastruktury farmy wiatrowej w obrębie cieków wodnych, konieczne jest

- The question of deducting the paid establishment of transmission easement from the personal income tax has been a controversial matter so far. On May 21, 2014, the Minister of Finance<sup>10</sup> in the general interpretation changed the position held so far deciding that the income from the transmission easement is not covered by the income tax. The Supreme Administrative Court in the verdict dated June 25, 2013<sup>11</sup> adjudicated in a similar way. Pursuant to the ruling of the Supreme Administrative Court, the tax relief from the compensation for the owners of lands, which are a part of an agricultural farm, for establishing land easement is also eligible for establishing transmission easement. Transmission easement was deemed a variation of land easement.

### Real estate with a special status

The elements of infrastructure of a wind farm are often located in areas with a special legal status, such as a public road strip, restricted area, or under the bottom of natural water reservoirs. If the investment is located on the real estate with a special legal status, apart from the contractual regulations of the rules of using the real estate, additionally it will be necessary to obtain administrative decisions.

### Note

- The location of technical infrastructure in a public road strip is an exception to the general rule prohibiting the location of equipment and building structures unrelated to the needs of road management in public road strips. The aforementioned prohibition is not applied to equipment used to feed electrical energy<sup>12</sup>, among others. The location of such equipment, however, requires meeting the conditions stipulated in the Act on Public Roads.
- Firstly, the investor will obtain a permit of the applicable road operator, issued in a form of an administrative decision. Prior to the commencement of construction works, it will be necessary to obtain another administrative decision with a permission to occupy the public road strip. The occupation of the public road strip is charged with a fixed fee calculated as the product of the area of the occupied road strip and the number of days.
- The rules stipulated in the Act on Public Roads do not apply to internal roads. The location of equipment and the permit for occupying the internal road strip require concluding a separate contract with the road operator.
- In order to locate the equipment of wind farm infrastructure within watercourses, it is necessary to obtain

<sup>10</sup> Interpretacja ogólna (DD3/033/126/CRS/14/RD-46264/14).

<sup>11</sup> Wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z 25 czerwca 2013 roku, sygn. II FSK 2131/11.

<sup>12</sup> Art. 39 ust. 1a ustawy z 21 marca 1985 o drogach publicznych (tekst jedn. Dz.U. z 2013 r. poz. 260).

<sup>10</sup> General interpretation (DD3/033/126/CRS/14/RD-46264/14).

<sup>11</sup> Verdict of the Supreme Administrative Court dated June 25, 2013, ref. no. II FSK 2131/11.

<sup>12</sup> Article 39, section 1a of the Act of March 21, 1985, on Public Roads (consolidated text, Journal of Laws of 2013, Item 260).



uzyskanie wydawanego w formie decyzji administracyjnej pozwolenia wodnoprawnego, a następnie zawarcie umowy użytkowania. Pozwolenie wodnoprawne wygasa, jeżeli przedsiębiorca nie rozpoczął wykonywania urządzeń wodnych w terminie 3 lat od dnia, w którym pozwolenie wodnoprawne stało się ostateczne.

- Infrastruktura techniczna farmy wiatrowej jest często lokalizowana na terenach zamkniętych, tj. obszarze mającym szczególny charakter ze względu na obronność i bezpieczeństwo państwa.
- Lokalizacja urządzeń przesyłowych na terenie zamkniętym kolejowym wymaga przeprowadzenia szczególnej procedury i uzyskania szeregu zgód spółek kolejowych, administrujących danym terenem. Następnie ustanawiana jest służebność przesyłu, na podstawie której możliwa jest lokalizacja urządzeń technicznym na terenie zamkniętym.

## 5 Planowanie i zagospodarowanie przestrzenne

### 5.1 Miejskowy Plan Zagospodarowania Przestrzennego

Farmy wiatrowe najczęściej realizowane są w oparciu o postanowienia miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego („MPZP”), uchwalanych dla całego lub części obszaru danej gminy. MPZP jest aktem prawa miejscowego określającym przeznaczenie, warunki zagospodarowania i zabudowy terenu oraz rozmieszczenie inwestycji celu publicznego. Przyjęcie nowego lub zmiana obowiązującego MPZP do potrzeb realizacji elektrowni wiatrowych będzie wymagać w pierwszej kolejności uchwalenia studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy („Studium”). Studium, w przeciwieństwie do MPZP, nie stanowi wiążącego aktu prawa miejscowego, a jest jedynie dokumentem wewnętrznym, który wyraża politykę przestrzenną gminy.

W toku procedury planistycznej kompleksowo przeprowadzana jest ocena uwarunkowań lokalizacyjnych farmy wiatrowej. Już Studium powinno wyznaczać obszary, na których rozmieszczone będą urządzenia wytwarzające energię z odnawialnych źródeł energii o mocy przekraczającej 100 kW, a także określać strefy ochronne związane z ograniczeniami w zabudowie oraz zagospodarowaniu i użytkowaniu terenu<sup>13</sup>. Rada Gminy uchwalając MPZP, powinna zapewnić, aby jego zapisy nie naruszały postanowień wcześniej uchwalonego Studium. Dokonując wyboru lokalizacji farmy wiatrowej konieczna jest szczegółowa weryfikacja sytuacji planistycznej na danym obszarze. Niekiedy uwarunkowania na danym

a permit under Water Law Act which is issued in a form of an administrative decision and then to conclude a contract of usufruct. The aforementioned permit expires if the entrepreneur has not started constructing water equipment within 3 years from the day on which the permit under Water Law Act became final.

- Technical infrastructure of a wind farm is often located in restricted zones, i.e. areas which have a special character due to state defense and security.
- The location of the transmission equipment on a restricted zone which belongs to the railway requires conducting a special procedure and obtaining a number of permits from railway companies which manage the particular area. After that, the transmission easement is established, on the basis of which the location of technical equipment is possible on the restricted area.

## Zoning Plans and Land Development

### Local Zoning Plan

Wind farms are most frequently constructed based on the resolutions of the local zoning plans [miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego] („MPZP”) adopted for the whole or a part of the area of a commune. MPZP is an act of law of municipal units which defines the purpose and the conditions of land development and the locations of investments with a public purpose. Adopting a new or amending the existing MPZP in order to construct wind power plants will first of all require adopting a study of commune zoning conditions and directions („Study”). The Study, as opposed to MPZP, does not constitute a binding act of law of municipal units and is only an internal document which sets out the commune zoning policy.

During the course of the zoning process, the location conditions of the wind farm are comprehensively assessed. The Study should already define the areas where equipment which generates electricity from renewable energy sources with the capacity exceeding 100 kW will be located, and also specify protection zones connected with limitations in construction, as well as developing and using the land<sup>13</sup>. By adopting the MPZP, the Commune Council should guarantee that its provisions do not infringe the provisions of the previously adopted Study.

When selecting a location for the wind farm it is necessary to verify in detail the local zoning situation in the particular area. Occasionally the conditions

<sup>13</sup> Art. 10 ust. 2a ustawy z 27 marca 2003 roku i o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (tekst jedn. Dz.U. 2012, poz. 647).

<sup>13</sup> Article 10, section 2a of the Act dated March 27, 2003, on Zoning Plans and Land Development (consolidated text, Journal of Laws of 2012, Item 647).

obszarze wręcz wyłączają dopuszczalność realizacji inwestycji infrastrukturalnych bez uchwalenia lub zmiany MPZP. Taka sytuacja może mieć miejsce, gdy posadowienie siłowni wiatrowych planowane jest na gruntach rolnych o wysokiej klasie bonitacyjnej. Praktycznie kompletną procedurę planistyczną, w tym przyjęcie nowego Studium, będzie trzeba też przeprowadzić, jeżeli na danym obszarze co prawda obowiązuje MPZP, jednakże nie przewiduje on możliwości budowy OZE. Przepisy MPZP są podstawą dla wydawania decyzji administracyjnych, w tym decyzji kluczowych dla realizacji farmy wiatrowej, jak decyzja środowiskowa, czy decyzja o pozwoleniu na budowę. Od przeprowadzenia procedury planistycznej będzie zatem zależać, czy projekt farmy wiatrowej zrealizowany zostanie bez ryzyk prawnych, które mogłyby w przyszłości skutkować wstrzymaniem produkcji.

### Warto zwrócić uwagę

- MPZP powinien obejmować zakresem wszystkie urządzenia infrastruktury farmy wiatrowej, jak również budowę dróg dojazdowych. Postanowienia MPZP powinny być na tyle elastyczne, aby zapewniały możliwość modyfikacji lokalizacji urządzeń do potrzeb inwestora, bez konieczności późniejszej zmiany MPZP.
- Newralgiczną kwestią jest zapewnienie prawidłowego udziału społeczeństwa w procedurze planistycznej. Organ gminy zobowiązany jest ogłosić o przystąpieniu do sporządzania MPZP oraz umożliwić lokalnej społeczności zapoznanie się z projektem MPZP oraz składanie uwag do projektu MPZP. Niedochowanie powyższych formalności może skutkować nieważnością MPZP.
- Naruszenie zasad sporządzania studium lub MPZP, a także naruszenie właściwości organów powodują nieważność uchwały rady gminy w całości lub w części. Do stwierdzenia nieważności MPZP nie jest konieczne istotne naruszenie zasad sporządzania aktu prawa miejscowego, ale każde naruszenie prawa w procedurze jego uchwalania.
- Właściwy Wojewoda może we własnym zakresie stwierdzić nieważność MPZP z powodu sprzeczności z prawem, w ciągu 30 dni od doręczenia mu uchwały. Po upływie tego terminu wojewoda w każdym czasie będzie mógł zaskarżyć obowiązujący MPZP do sądu administracyjnego. Dlatego ważne jest dochowanie wszystkich wymogów proceduralnych, zgodnie z ustawą o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym.
- Postanowienia MPZP mogą wpływać na sytuację prawną lub faktyczną nieruchomości położonych poza zasięgiem terytorialnym MPZP. Oznacza to, że poprzez uchwalenie MPZP może zostać naruszony interes prawny właścicieli nieruchomości, zlokalizowanych poza jego zasięgiem terytorialnym. Konieczne jest zatem staranne zbadanie każdego pojedynczego przypadku dla oceny zasięgu oddziaływania rozwiązań przyjętych w MPZP.

of a particular area clearly exclude the possibility of investments in infrastructure without adopting or changing the MPZP. Such a situation may occur when the location of the wind farm is planned on farming land with a high valuation class. Practically the complete zoning procedure, including the adoption of a new Study, will also have to be conducted if a MPZP exists on the particular area, but it does not assume the possibility of constructing RES.

MPZP regulations are the grounds for issuing administrative decisions, including essential decisions for executing wind farms, such as environmental decisions or building permits. So the zoning procedure will determine if the project of a wind farm will be executed without legal risks which in the future could result in stopping production.

### Note

- MPZP should cover within its scope all the equipment of the wind farm, as well as the construction of access roads. The resolutions of MPZP should be so flexible as to guarantee the possibility of locating equipment for the needs of the investor without the need of later amendments of MPZP.
- It is crucial to guarantee the appropriate participation of the community in the zoning procedure. The authorities of the commune have an obligation to announce the commencement of drawing up the MPZP and allow the local community to investigate the draft of MPZP and submit comments to the draft of MPZP. Failing to meet the aforementioned requirements may result in invalidity of the MPZP.
- Infringement of the rules of drafting the Study or MPZP, as well as infringement of the relevancies of the authorities result in invalidity of the resolution of the commune council in whole or in part. In order to deem MPZP invalid, significant infringement of the rules of act of law of municipal units is not required – any infringement of the law in the process of its adoption suffices.
- The relevant Voivod can in his own right declare the invalidity of the MPZP due to infringement of the law within 30 days from submitting the resolution. After passing that time the Voivod at any time will be able to appeal against the existing MPZP in an administrative court. Therefore, it is important to meet all the procedural requirements pursuant to the Act on Zoning Plans and Land Development.
- The provisions of MPZP may influence the legal or factual situation of the real estate located outside the territorial range of the MPZP. This means that adopting the MPZP may infringe upon the legal interest of owners of real estate located outside its territorial range. Therefore, it is necessary to carefully investigate each individual case in order to assess the range of influence of resolutions adopted in MPZP.

- Właściciel nieruchomości może skutecznie zaskarżyć MPZP do sądu administracyjnego żądając stwierdzenia jego nieważności, jeżeli wykaże istnienie związku pomiędzy treścią MPZP, a jego konkretną, indywidualną sytuacją prawną. Właściciel musi też udowodnić, że zaskarżony MPZP nie tylko narusza obowiązujące prawo, ale poprzez naruszenie prawa jednocześnie pozbawia go pewnych uprawnień albo uniemożliwia ich realizację<sup>14</sup>. Właściciel nie może powołać się przy tym na sytuację czysto hipotetyczną, np. że w związku z budową farmy wiatrowej nie będzie mógł w przyszłości wykorzystywać nieruchomości rolnej do celów budowlanych.
- Od 26 maja 2013 roku<sup>15</sup> zlokalizowanie inwestycji farmy wiatrowej na gruntach rolnych o wysokiej klasie bonitacyjnej gleby (klasa I-III), bez względu na powierzchnię obszaru zajętego pod inwestycję, wymaga zmiany przeznaczenia w MPZP gruntów rolnych na cele nierolnicze oraz uzyskania w tym celu zgody ministra właściwego do spraw rozwoju wsi. Powyższe regulacje należy stosować również do postępowań planistycznych wszczętych i ostatecznie niezakończonych przed wejściem w życie nowych przepisów. W Sejmie trwają prace nad przywróceniem poprzedniej wersji ustawy o ochronie gruntów rolnych i leśnych. Zgodnie z projektem nowelizacji, wyłączenie gruntów stanowiących użytki klas I-III będzie wymagało uzyskania zgody ministra wyłącznie, jeżeli zwarty obszar projektowany do takiego przeznaczenia przekracza 0,5 ha. Prezydent RP 30 lipca 2014 roku złożył weto do projektu zmiany ustawy – projekt będzie ponownie rozpatrywany przez Sejm. Nie jest więc wykluczone przywrócenie wcześniejszych zasad dotyczących procedury wyłączenia gruntów stanowiących użytki wysokich klas bonitacyjnych z produkcji rolniczej.
- Należy pamiętać, że przed złożeniem wniosku o pozwolenie na budowę, konieczne będzie przeprowadzenie tzw. „odrolnienia” nieruchomości w decyzji starosty o wyłączeniu gruntów z produkcji rolnej.

## 5.2 Decyzja o warunkach zabudowy

Alternatywnym w stosunku do MPZP instrumentem planowania przestrzennego jest Decyzja o warunkach zabudowy („Decyzja WZ”). Celem Decyzji WZ jest ustalenie, czy dane zamierzenie inwestycyjne nie naruszy ładu przestrzennego. O Decyzję WZ może ubiegać się każdy, bez względu na posiadany tytuł prawny do nieruchomości. Uzyskanie Decyzji WZ jest jednakże możliwe, gdy dla danego obszaru brak jest obowiązującego MPZP i łącznie zostaną spełnione następujące warunki:

- Co najmniej jedna działka sąsiednia z tej samej drogi publicznej jest zabudowana w sposób pozwalający

- The owner of the real estate may effectively appeal against the MPZP to an administrative court requesting the declaration of its invalidity if he demonstrates that there is a connection between the MPZP content and his individual legal situation. The owner must also prove that the challenged MPZP not only infringes binding legal regulations, but also by the infringement of the law it deprives him of certain rights or renders their execution impossible<sup>14</sup>. At the same time the owner cannot refer to a clearly hypothetical situation, e.g. that in relation to the construction of the wind farm he will not be able to use the farming land for building purposes in the future.
- As of May 26, 2013<sup>15</sup>, location of the project of the wind farm on farming land with a high valuation class of the soil (class I-III), regardless of the area of the land occupied by the project, requires a change of the status of the farming land in the MPZP into non-farming status, and obtaining to this purpose the approval of the minister competent for the matters of rural development. The aforementioned regulations should also be applied in zoning processes commenced and finally unfinished before the new regulations come into force. The works in the Sejm are in progress to reinstate the previous version of the Act on protection of farming and forest areas. Pursuant to the draft of the amendment, exemption of the areas with the valuation class I-III will require a permission of the minister only when the homogenous land designed for such a purpose exceeds 0.5 ha. The President of Poland on July 30, 2014, vetoed the draft amending the Act so it will be reviewed by the Sejm again. So it is not impossible to reinstate the previous rules governing the process of exempting areas of land with a high valuation class from the farming status.
- It must be remembered that prior to submitting an application for the building permit, it will be necessary to conduct the process of changing the status of the real estate from farming to non-farming through the decision of the Starost about exempting the land from the farming status.

### Zoning decision

An alternative instrument of zoning plans to the MPZP is the Zoning Decision [Decyzja o warunkach zabudowy] (“WZ Decision”). The aim of the WZ Decision is deciding if the particular investment project does not infringe the zoning order. WZ Decisions may be applied for by anyone regardless of the legal title to the real estate. Obtaining the WZ Decision is only possible if there is no binding MPZP for the particular area and the following conditions will be fulfilled jointly:

- At least one neighboring parcel from the same public road is developed in a manner which allows

<sup>14</sup> Wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z 12 marca 2013 roku, sygn. akt I OSK 1761/12.

<sup>15</sup> Ustawa z 8 marca 2013 roku o zmianie ustawy z 3 lutego 1995 r. o ochronie gruntów rolnych i leśnych (Dz. U. z 2013 r., poz. 503).

<sup>14</sup> Verdict of the Supreme Administrative Court dated March 12, 2013, ref. no. I OSK 1761/12.

<sup>15</sup> Act of March 8, 2013, on amending the Act of February 3, 1995, on protection of farming and forest areas (Journal of Laws of 2013, Item 503).

na określenie wymagań dla nowej zabudowy (tzw. „zasada dobrego sąsiedztwa”). Zasada dobrego sąsiedztwa nie ma zastosowania do obiektów liniowych i urządzeń infrastruktury technicznej.

- Nieruchomość ma zapewniony dostęp do drogi publicznej, przy czym warunek ten nie musi być spełniony w przypadku obiektów liniowych i urządzeń infrastruktury technicznej.
- Nieruchomość nie wymaga zmiany przeznaczenia gruntów rolnych na cele nierolnicze w MPZP. Warunek ten wyłącza możliwość wnioskowania o Decyzję WZ dla nieruchomości o I do III klasy bonitacyjnej gleby.
- Istnieje lub jest projektowana sieć uzbrojenia terenu wystarczająca dla planowanej inwestycji.
- Decyzja WZ jest zgodna z przepisami odrębnymi, np. z zakresu ochrony środowiska.

W przypadku realizacji farm wiatrowych, w praktyce może okazać się niemożliwym wykazanie spełnienia wszystkich powyższych warunków. W szczególności, odnosi się to do wykazania spełnienia „zasady dobrego sąsiedztwa” w odniesieniu do siłowni wiatrowych. Jednakże zaliczenie siłowni wiatrowych do urządzeń infrastruktury technicznej, pozwala na uzyskanie Decyzji WZ, bez obowiązku spełnienia zasady „dobrego sąsiedztwa” oraz zasady dostępu do drogi publicznej. Na podstawie Prawa Energetycznego oraz przepisów ustawy o gospodarce nieruchomościami, siłownie wiatrowe można uznać za urządzenia infrastruktury technicznej. Początkowo sądy niejednolicie traktowały możliwość uznania elektrowni wiatrowych za urządzenia infrastruktury technicznej. Zgodnie z najnowszym orzecnictwem sądowym<sup>16</sup>, urządzenia infrastruktury technicznej to nie tylko przewody oraz urządzenia służące do przesyłania, magazynowania i dystrybucji energii elektrycznej, ale również urządzenia służące do jej wytwarzania, takie jak siłownie wiatrowe z generatorem energii elektrycznej. W konsekwencji, na podstawie aktualnego orzecnictwa sądowego, siłownie wiatrowe powinny być traktowane jako urządzenia infrastruktury technicznej<sup>17</sup>.

Ustawa o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym jest też niekiedy interpretowana przez organy właściwe do wydania Decyzji, w ten sposób, że tylko w MPZP mogą być określone granice terenów pod budowę urządzeń OZE oraz granice ich stref ochronnych związanych z ograniczeniami w zabudowie, zagospodarowaniu i użytkowaniu terenu oraz występowaniem znaczącego oddziaływania tych urządzeń na środowisko<sup>18</sup>. Na tej podstawie organy odmawiają wydania Decyzji WZ dla lokalizacji siłowni wiatrowych, nawet jeżeli na danym terenie nie obowiązuje MPZP.

for defining requirements for new developments (the so-called “good neighbor policy”). The good neighbor policy does not apply to linear structures and technical infrastructure equipment.

- The real estate has a guaranteed access to a public road whereas this condition does not have to be fulfilled for linear structures and technical infrastructure equipment.
- The real estate does not require changing the land status from farming to non-farming in MPZP. This condition excludes the possibility of applying for the WZ Decision for real estate with soil valuation class from I to III.
- There exists or there is a plan of connecting utilities to the area which is sufficient for the planned investment.
- The WZ Decision complies with separate legal regulations, e.g. concerning environmental protection.

In the case of construction of wind farms, in practice it may turn out impossible to demonstrate meeting all the aforementioned conditions. In particular it refers to demonstrating compliance with the “good neighbor policy” with reference to wind power plants. However, classifying wind farms as technical infrastructure equipment allows for obtaining a WZ Decision without the necessity to comply with the good neighbor policy and the rule of access to a public road.

Pursuant to the Energy Law and the regulations of the Act on Real Estate Management, wind power plants may be classified as technical infrastructure equipment. Initially courts had a diversified approach to classifying wind farms as technical infrastructure equipment. According to the latest jurisprudence<sup>16</sup>, technical infrastructure equipment is not only cables and equipment used to transmit, store and distribute electrical energy but also equipment used for its generation, such as wind farms with generators of electrical energy. Consequently pursuant to the current jurisprudence, wind farms should be treated as technical infrastructure equipment<sup>17</sup>.

The Act on Zoning and Land Development is occasionally interpreted by authorities relevant for issuing a WZ Decision in a manner that only MPZP can have defined borders of areas for the construction of RES devices and the borders of their protective zones connected with limitations in construction, development and using the land and the existence of a significant impact on the environment<sup>18</sup>. On this basis the bodies refuse to issue the WZ Decision for the location of wind power plants even if there is no MPZP in force for the particular area. It is worth remembering that a WZ Decision is issued for an indefinite period of time. However, prior to granting

<sup>16</sup> Wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z 4 lutego 2014 roku (sygn. II OSK 2129/12, LEX nr 1450885, wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Warszawie z 20 marca 2014 roku (sygn. IV SA/Wa 2624/13, LEX nr 1465966).

<sup>17</sup> Wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z 4 lutego 2014 roku (sygn. II OSK 2129/12, LEX nr 1450885, wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Warszawie z 20 marca 2014 roku (sygn. IV SA/Wa 2624/13, LEX nr 1465966).

<sup>18</sup> Parz art. 15 ust. 2 pkt. 3a) ustawy z 27 marca 2003 roku o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym.

<sup>16</sup> Verdict of the Supreme Administrative Court dated February 4, 2014, (ref. no. II OSK 2129/12, LEX no. 1450885, verdict of the Provincial Administrative Court in Warsaw dated March 20, 2014 (ref. no. IV SA/Wa 2624/13, LEX no. 1465966).

<sup>17</sup> Verdict of the Supreme Administrative Court dated February 4, 2014 (ref. no. II OSK 2129/12, LEX no. 1450885, verdict of the Provincial Administrative Court in Warsaw dated March 20, 2014 (ref. no. IV SA/Wa 2624/13, LEX no. 1465966).

<sup>18</sup> See: article 15, section 2 point 3a) of the Act dated March 27, 2003, on Zoning Plans and Land Development.



Warto pamiętać, że Decyzja WZ jest wydawana na czas nieokreślony. Jednakże, przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę, Decyzja WZ wygaśnie z momentem uchwalenia MPZP, którego ustalenia są inne niż w wydanej Decyzji WZ.

## 5.3 Decyzja o lokalizacji inwestycji celu publicznego

Dla inwestycji zlokalizowanej na terenach, na których brak jest obowiązującego MPZP, można wystąpić do właściwego wójta, burmistrza lub prezydenta miasta o wydanie decyzji o ustaleniu lokalizacji inwestycji celu publicznego („Decyzja Celu Publicznego”). Uzyskanie powyższej decyzji będzie możliwe wyłącznie dla inwestycji stanowiących cele publiczne<sup>19</sup>, o ile spełnione zostaną warunki określone w ustawie o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. Kiedyś Decyzja Celu Publicznego była instrumentem planistycznym również dla jednostek wytwórczych. Zgodnie z aktualną linią orzecniczą, wyłącznie dla infrastruktury technicznej, takiej jak linia kablowa, możliwe jest uzyskanie Decyzji Celu Publicznego.

### Warto zwrócić uwagę

- Urządzenia wytwarzające energię elektryczną nie stanowią inwestycji celu publicznego. Na gruncie obowiązujących przepisów prawa siłownia wiatrowa nie powinna być zatem zaliczana do inwestycji celu publicznego. Takie traktowanie siłowni wiatrowych jest niezgodne z Dyrektywą OZE i wymaga dostosowania przepisów polskich do wytycznych prawa unijnego.
- W praktyce orzecniczej sądów administracyjnych<sup>20</sup> zdarza się że Decyzje Celu Publicznego wydawane dla siłowni wiatrowych są uznawane za decyzje wydane z rażącym naruszeniem prawa. Decyzji Celu Publicznego, co do zasady nie można wyeliminować z obrotu poprzez stwierdzenie jej nieważności, jeżeli od dnia jej doręczenia lub ogłoszenia upłynęło 12 miesięcy. Termin ten może nie mieć zastosowania w przypadku Decyzji Celu Publicznego wydanych dla inwestycji niebędących celem publicznym. Decyzje dotyczące siłowni wiatrowych mogą być zatem skutecznie zaskarżone po upływie powyższego terminu, jeżeli zostaną wydane z rażącym naruszeniem prawa.

## 5.4 Ochrona krajobrazu – planowane zmiany prawne

Wraz ze wzrostem liczby elektrowni wiatrowych istotny staje się problem oceny wpływu inwestycji na krajobraz. Obecnie zasady ochrony krajobrazu są regulowane

<sup>19</sup> Inwestycja celu publicznego są to działania o znaczeniu lokalnym i ponadlokalnym, które stanowią realizację celów publicznych, wymienionych enumeratywnie w ustawie z 21 sierpnia 1997 roku o gospodarce nieruchomościami (art. 2 ust 5 ustawy z 27 marca 2003 roku o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym).

<sup>20</sup> Wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Warszawie z 19 czerwca 2013 r. IV SA/Wa 750/13.

a building permit, the WZ Decision will expire at the time of adopting a MPZP whose provisions are different than those in the granted WZ Decision.

### Decision on the location of public purpose investments

For investments located in areas without binding MPZP, there is a possibility to apply to a relevant commune administrator or mayor to issue a decision on the location of the public purpose investment (“Public Purpose Decision”). Obtaining the aforementioned decision will be possible exclusively for investments which are of public purpose<sup>19</sup>, as long as the conditions set forth in the Act on Zoning and Land Development are fulfilled. Previously Public Purpose Decisions were a zoning instrument also for production units. Pursuant to the current jurisprudence, it is possible to obtain a Public Purpose Decision exclusively for technical infrastructure, such as a cable line.

### Note

- Devices which generate electrical energy are not public purpose investments. On the grounds of binding regulations, a wind power plant cannot be classified as the public purpose investment. Such interpretation of the status of wind farms is against the RES Directive and requires the adjustment of Polish regulations to the guidelines of the European Union law.
- In the practice of jurisprudence of administrative courts<sup>20</sup> it happens that Public Purpose Decisions issued for wind farms are treated as decisions granted in gross infringement of the law. A Public Purpose Decision, as a rule, cannot be eliminated from existence by declaring it invalid if from the date of its delivery or announcement 12 months have passed. This date may not apply in the case of the Public Purpose Decision issued for investments which are not of public purpose. Decisions concerning wind power plants may be therefore effectively appealed against after lapsing of the aforementioned period if they have been issued with the gross infringement of the law.

### Landscape protection – planned legal changes

Together with the growing number of wind power plants, the problem of the impact of the investment on the landscape is getting more important. Currently the rules

<sup>19</sup> Public purpose investments are actions with the local and non-local character, which are the execution of public purposes enumerated in the Act of August 21, 1997 on Real Estate Management (article 2, section 5 of the Act dated March 27, 2003, on Zoning Plans and Land Development).

<sup>20</sup> Verdict of the Provincial Administrative Court in Warsaw dated June 19, 2013, IV SA/Wa 750/13.

w ustawie o ochronie przyrody<sup>21</sup>. W zakresie lokalizacji elektrowni wiatrowych ocenę wpływu realizacji inwestycji na krajobraz przeprowadza się w trakcie procedury oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko. 1 lipca 2013 roku do Sejmu został wniesiony z inicjatywy Prezydenta RP projekt tzw. ustawy krajobrazowej („Ustawa Krajobrazowa”)<sup>22</sup>. Projekt zawiera propozycje wprowadzenia kompleksowych regulacji dotyczących ochrony krajobrazu. Ustawa Krajobrazowa ma na celu uporządkowanie istniejących regulacji prawnych w zakresie narzędzi chroniących krajobraz. Jej wejście w życie wprowadzi istotne ograniczenia w lokalizacji obiektów o wiodącym oddziaływaniu wizualnym w krajobrazie (tzw. dominant krajobrazowych), którymi będą m.in. elektrownie wiatrowe. 3 marca 2014 roku Rada Ministrów przyjęła stanowisko wobec projektu Ustawy Krajobrazowej. Zdaniem Rady Ministrów uchwalenie przepisów Ustawy Krajobrazowej powinno być poprzedzone oceną wpływu na sektor energetyki, ponieważ istnieje ryzyko, że Polska nie osiągnie udziału 15% energii ze źródeł odnawialnych w miksie energetycznym do 2020 roku. Wobec krytycznego stanowiska Rady Ministrów jest możliwe, że przepisy Ustawy Krajobrazowej będą jeszcze zmieniane. Możliwe, że zapisy projektu Ustawy Krajobrazowej, będą modyfikowane w zakresie jej zastosowania do elektrowni wiatrowych.

### Warto zwrócić uwagę

Po wejściu w życie Ustawy Krajobrazowej wyłączona zostanie możliwość lokalizowania siłowni wiatrowych w oparciu o Decyzję WZ. Budowa siłowni wiatrowych zawsze powinna być przewidziana postanowieniami MPZP.

W celu ochrony walorów krajobrazów priorytetowych sejmik województwa będzie uchwałal Urbanistyczne Zasady Ochrony Krajobrazu. Dokument ten będzie stanowił akt prawa miejscowego, wiążący organy administracji przy wydawaniu decyzji lokalizacyjnych oraz pozwoleń na budowę. Również postanowienia MPZP powinny być zgodne z Urbanistycznymi Zasadami Ochrony Krajobrazu. Zasady mają być przyjmowane po przeprowadzeniu audytu krajobrazowego na okres 20 lat, bez możliwości ich wcześniejszej zmiany. W ten sposób może zostać wyłączona jakakolwiek możliwość budowy farm wiatrowych na niektórych terenach.

Organ wydając decyzję o pozwoleniu na budowę będzie miał obowiązek stwierdzenia zgodności projektu budowlanego z Urbanistycznymi Zasadami Ochrony Krajobrazu, nawet gdy inwestycja została rozpoczęta przed wejściem w życie Ustawy Krajobrazowej. W konsekwencji organ może odmówić wydania decyzji o pozwoleniu na

of protecting the landscape have been regulated in the Act on Nature Protection<sup>21</sup>. In terms of the location of wind power plants, the assessment of the impact of executing an investment on the landscape is conducted during the process of assessing the impact of the investment on the environment. On July 1, 2013, the Sejm was introduced a draft of the so-called Landscape Act at the initiative of the President of Poland (“Landscape Act”)<sup>22</sup>. The draft contains the proposal of implementing comprehensive regulations concerning landscape protection. The Landscape Act aims at clarifying the existing legal regulations with respect to the instruments of protecting the landscape. Its adoption will impose significant limitations on the location of structures with major visual impact on the landscape (the so-called landscape landmarks), which will be for example wind power plants. On March 3, 2014, the Council of Ministers adopted a stance on the draft of the Landscape Act. According to the Council of Ministers adopting the regulations of the Landscape Act should be preceded by assessing the impact on the energy sector because there is a risk that Poland may not reach the 15% share of energy from renewable sources in the energy mix by 2020. In the light of the critical stance of the Council of Ministers it is possible that the regulations of the Landscape Act will be changed. It is possible that the provisions of the draft of the Landscape Act will be modified with reference to its application to wind farms.

### Note

After the Landscape Act comes into force, there will be no possibility of locating wind power plants based on the WZ Decision. The construction of wind power plants should always be stipulated in the provisions of MPZP. In order to protect the values of priority landscapes, the voivodship assembly will adopt Urban Rules of Landscape Protection. The document will constitute the act of law of municipal unit binding for administrative authorities when issuing decisions concerning locations and building permits. Also the resolutions of the MPZP should comply with the Urban Rules of Landscape Protection. The rules are to be adopted after conducting the landscape audit for the period of 20 years without the possibility of changing them earlier. This way may eliminate any possibility of constructing wind farms in some areas.

An authority, when issuing a decision concerning a building permit, will have the duty to declare compliance of the building permit design with the Urban Rules of Landscape Protection even if the investment was started before the Landscape Act came into force. Consequently, the body will be able to refuse to issue positive decisions about a building permit for wind power plants located in MPZP adopted under the regulations existing so far.

<sup>21</sup> Ustawa z 16 kwietnia 2004 roku o ochronie przyrody (Dz.U. 2013.627 j.t.).

<sup>22</sup> Druk numer 1525 ustawa o zmianie niektórych ustaw w związku ze wzmocnieniem narzędzi ochrony krajobrazu.

<sup>21</sup> Act dated April 16, 2004 on Nature Protection (Journal of Laws of 2013, 627, consolidated text).

<sup>22</sup> Print no. 1525 Act on amending some other acts with reference to strengthening the instruments of landscape protection.

budowę dla siłowni wiatrowych zlokalizowany w MPZP, przyjętym na podstawie dotychczasowych przepisów. Legalizacja samowoli budowlanej nie będzie możliwa, jeżeli obiekt nie będzie zgodny z Urbanistycznymi Zasadami Ochrony Krajobrazu.

## 5.5 Lokalizacja farm wiatrowych na morzu

Polska ma ogromny potencjał związany z produkcją energii elektrycznej z morskich farm wiatrowych. Lokalizacja morskich farm wiatrowych stała się możliwa po nowelizacji ustawy o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, która wprowadziła przepisy określające zasady lokalizacji farm wiatrowych na morzu. Obecnie obowiązujące przepisy dopuszczają budowę sztucznych wysp na wodach morskich. Pozwolenie na budowę sztucznych wysp, z braku planu zagospodarowania obszarów morskich, wydaje minister właściwy do spraw gospodarki morskiej na okres niezbędny do wznoszenia i wykorzystania sztucznych wysp, jednak na czas nie dłuższy niż 30 lat. Pozwolenie na budowę morskiej farmy wiatrowej powinno zostać wydane w ciągu 6 lat od dnia wydania pozwolenia na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp. Wydano już pierwsze pozwolenia na wznoszenie i wykorzystanie sztucznych wysp oraz warunki przyłączenia tych farm wiatrowych do sieci elektroenergetycznej. Na razie trudno ocenić, ile projektów uda się w praktyce zrealizować. Wiele zależy też będzie od ostatecznego kształtu Ustawy OZE. Obecnie podnosi się, że wejście w życie Ustawy OZE w obecnym kształcie uniemożliwi rozwój morskich elektrowni wiatrowych. Ze względu na długie procedury inwestycyjne, konieczne jest wydłużenie okresu ważności pozwolenia na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp. Wnosi się również o możliwość przeniesienia pozwolenia na inny podmiot, jeżeli przejmie on wszystkie prawa i obowiązki określone w pozwoleniu. Obecnie nie ma takiej możliwości.

Legalization of illegal construction will not be possible, if the structure is not compliant with the Urban Rules of Landscape Protection.

## Location of offshore wind farms

Poland has a great potential connected with producing electrical energy in offshore wind farms. Location of offshore wind farms has become possible after amending the Act on Maritime Zones of the Republic of Poland and Maritime Administration, which introduced regulations defining the rules of locating wind farms offshore. The currently binding regulations allow for building artificial islands offshore. A permission for building artificial islands offshore in the absence of maritime development plans is granted by the minister competent for the matters of maritime economy for the period necessary to erect and operate artificial islands, however not exceeding 30 years. A permission to construct an offshore wind farm should be issued within 6 years from issuing the permission to erect and operate artificial islands. First permissions to erect and operate artificial islands and the conditions of connecting them to the power grid have already been issued. At present it is difficult to estimate how many projects will be executed in practice. Much will also depend on the final shape of the RES Act. Currently it is said that the RES Act coming into force in its current shape will render it impossible to develop offshore wind farms. Due to the long investment procedures, it is necessary to extend the period of validity of the permission to erect and operate artificial islands. Motions have also been put forward to allow for the possibility of transferring the permission to another entity, if it assumes all the rights and responsibilities set forth in the permission. Currently there is no such a possibility.

## 6 Ochrona środowiska

### 6.1 Strategiczna ocena oddziaływania na środowisko

Ocena oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko („OOS”) jest procedurą wieloetapową, której celem jest ochrona środowiska przed negatywnym skutkami zrealizowania planowanej inwestycji. Procedurę OOS przeprowadza się nie tylko w odniesieniu do konkretnej inwestycji, ale również na etapie procedury planistycznej, jako strategiczną OOS w stosunku do projektów zagospodarowania przestrzennego, strategii rozwoju regionalnego. Najważniejszymi dokumentami sporządzanymi w toku strategicznej OOS jest opracowanie ekofizjograficzne oraz prognoza oddziaływania na środowisko.

## Environmental Protection

### Strategic assessment of environmental impact

The environmental impact assessment of the project [Ocena oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko] („OOS”) is a multistage process whose aim is to protect the environment against the negative impact of the execution of the planned investment. The OOS process is conducted not only with reference to the particular investment but also at the stage of zoning process, as a strategic OOS in relation to the land zoning projects, the strategy of regional development. The most important documents drawn up in the process of strategic OOS are the ecophysiological study and the forecast of the environmental impact.

### Warto zwrócić uwagę

- Opracowanie ekofizjograficzne oraz prognoza oddziaływania na środowisko powinny być przygotowane zgodnie ze współczesną wiedzą, a niedostatki techniki lub luki w wiedzy powinny być wskazane. Opracowanie ekofizjograficzne powinno charakteryzować poszczególne elementy przyrodnicze. W celu prawidłowej i kompleksowej oceny zależności poszczególnych elementów przyrodniczych opracowanie ekofizjograficzne powinno również wziąć pod uwagę uwarunkowania przyrodnicze w gminach sąsiadujących.
- W prognozie powinny znaleźć się propozycje rozwiązań mających na celu zapobieganie, ograniczanie lub kompensację przyrodniczą negatywnych oddziaływań wynikających z projektowanego dokumentu. Już na etapie strategicznej OOS mogą pojawić się bariery inwestycyjne, które powinny być uwzględniane w dalszych etapach rozwoju projektu farmy wiatrowej.
- W przypadku lokalizacji inwestycji farmy wiatrowej w pobliżu obszarów Natura 2000, na etapie strategicznej OOS powinno sporządzić się pełny monitoring ornitologiczny, chiropterologiczny i monitoring szczegółowej inwentaryzacji przyrodniczej.

## 6.2 Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach zgody na realizację przedsięwzięcia (DŚU)

Realizacja farmy wiatrowej wymaga uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach zgody na realizację przedsięwzięcia („DŚU”), która określa środowiskowe uwarunkowania realizacji inwestycji. Do wniosku o wydanie DŚU należy załączyć kartę informacyjną przedsięwzięcia, czyli dokument zawierający podstawowe informacje dotyczące planowanego przedsięwzięcia. W szczególności w karcie informacyjnej należy określić informacje o rodzaju, skali i usytuowaniu przedsięwzięcia oraz rozwiązaniach chroniących środowisko. Nie jest natomiast wymagane, aby w karcie informacyjnej były podawane szczegółowo numery działek ewidencyjnych, na których zlokalizowana ma być inwestycja.

### Warto zwrócić uwagę

- Wniosek o wydanie DŚU powinien obejmować całą planowaną inwestycję, elektrownie wiatrowe oraz infrastrukturę techniczną.
- Warunkiem wydania DŚU jest zlokalizowanie danej inwestycji w MPZP. Zgodnie z orzecznictwem Sądu Najwyższego badanie przez organ zgodności inwestycji z zapisami MPZP jest kryterium podstawowym do wydania DŚU<sup>23</sup>. W przypadku braku MPZP dla terenów, na których planowana jest inwestycja oraz zamiaru zlokalizowania farmy wiatrowej w oparciu

<sup>23</sup> Wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z 1 sierpnia 2012 roku, II OSK 829/11.

### Note

- The ecophysiological study and the forecast of the environmental impact should be drawn up according to contemporary knowledge and the lacking technology or gaps in knowledge should be indicated. The ecophysiological study should characterize individual elements of the nature. In order to correctly and comprehensively assess the interconnectivity of particular elements of the nature, the ecophysiological study should also take into account the natural conditions in neighboring communes.
- The forecast should contain proposals of solutions aimed at preventing, limiting or natural offsetting negative consequences which result from the drawn up document. Already at the stage of strategic OOS there may appear investment barriers which should be taken into account at the later stages of development of the wind farm project.
- If the location of the project of the wind farm is near Nature 2000 areas, at the stage of strategic OOS it is necessary to prepare a full ornithologist and chiropterologist monitoring, as well as the monitoring of the detailed environmental inventory.

### Decision on environmental conditions of the permission for realization of the project (DŚU)

The construction of a wind farm requires obtaining a decision on environmental conditions of the permission for realization of the project (“DŚU”), which defines environmental conditions of executing the investment. The application for issuing a DŚU should be accompanied by a project information card, i.e. a document which contains basic information on the planned project. In particular the information card should specify information about the type, scale and location of the project and the solutions protecting the environment. However, it is not required for the information card to contain detailed numbers of record parcels on which the project is to be located.

### Note

- The application for issuing a DŚU should cover the whole planned investment, wind generators and technical infrastructure.
- The condition for issuing a DŚU is locating the particular investment in MPZP. According to the jurisprudence of the Supreme Court, the verification by an authority of the compliance of the investment with provisions of the MPZP is a basic criterion for issuing a DŚU<sup>23</sup>. In case of a lack of MPZP for the areas on which the project is planned and the intention to locate the wind farm based

<sup>23</sup> Verdict of the Supreme Administrative Court dated August 1, 2012, II OSK 829/11.



o Decyzję WZ, DŚU powinno uzyskać się przed złożeniem wniosku o wydanie Decyzji WZ.

- Status strony postępowania o wydanie DŚU mogą uzyskać również podmioty, których nieruchomości znajdują się w zasięgu oddziaływania inwestycji. Brak legalnej definicji pojęcia „zasięgu oddziaływania inwestycji” często stanowi problem dla organów prowadzących postępowanie. Obecnie orzecznictwo sądowe przychyli się do restrykcyjnego rozumienia strony postępowania w sprawie o wydanie DŚU. Przymiot strony postępowania mogą uzyskać osoby, które są właścicielami nieruchomości, na które inwestycja oddziałuje nawet w niewielkim stopniu. Do uzyskania statusu strony postępowania nie jest konieczne przekroczenie obowiązujących norm prawych<sup>24</sup>.
- DŚU wygaśnie, jeżeli wniosek o wydanie pozwolenia na budowę nie zostanie złożony w terminie 4 lat od dnia, w którym DŚU stała się ostateczna.
- Istotne jest zapewnienie prawidłowego udziału stron oraz udziału społeczeństwa w postępowaniu. Niedochowanie wymogów ustawowych może skutkować wadą prawną DŚU. W tym kontekście ważne jest prawidłowe informowanie społeczeństwa i stron o czynnościach organu, umożliwienie złożenia wniosków oraz wypowiedzenia się w toku postępowania.
- Udział społeczeństwa w procedurze OOŚ ma charakter konsultacyjny, organ administracji publicznej nie ma obowiązku przychylić się do uwag i wniosków składanych w toku procedury z udziałem społeczeństwa, powinien natomiast rozważyć złożone wnioski oraz odnieść się do wyników postępowania z udziałem społeczeństwa w uzasadnieniu DŚU. W sprawach skomplikowanych organy organizują rozprawę administracyjną otwartą dla społeczeństwa, w czasie której inwestor ma możliwość przybliżenia mieszkańcom charakteru planowanej inwestycji.
- DŚU może nakładać na inwestora obowiązek przeprowadzenia monitoringów porealizacyjnych np. w zakresie oddziaływania akustycznego inwestycji lub wpływu inwestycji na ptaki lub nietoperze. W przypadku przekroczeń dopuszczalnych norm hałasu lub stwierdzenia innego ponadnormatywnego oddziaływania inwestycji organ może nałożyć obowiązek wprowadzenia środków zaradczych, łącznie z obowiązkiem czasowego lub trwałego wyłączenia elektrowni wiatrowej.

## 6.3 Ocena oddziaływania na środowisko farmy wiatrowej

Ocena oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko to postępowanie oceniające wpływ planowanego przedsięwzięcia na środowisko (łącznie z wpływem na zdrowie ludzi), na które składa się: weryfikacja

<sup>24</sup> Wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego w Warszawie z 17 kwietnia 2014 roku (sygn. Akt II OSK 86/13).

on the WZ Decision, DŚU should be obtained before submitting the application for issuing the WZ Decision.

- The status of the party of the process aimed at issuing DŚU may be also obtained by other entities whose real estate are located within the range of impact of the project. Lack of legal definition of the term of “range of impact of the project” often constitutes a problem for authorities which conduct the procedure. Currently the jurisprudence favors restrictive understanding of the party of the process aimed at issuing a DŚU. The designation of the party of the process may be obtained by persons who are the owners of the real estate which the investment impacts even minimally. In order to obtain the status of the party of the process, exceeding the existing legal norms is not required<sup>24</sup>.
- DŚU will expire if the application for the building permit is not submitted within 4 years from the day on which the DŚU became final.
- It is essential to guarantee the correct participation of the parties and the participation of the community in the process. Failing to fulfill statutory conditions may result in a legal defect of the DŚU. In this context it is important to correctly inform the community and the parties about the actions of the authorities, to allow for submitting applications and expressing opinions in the course of the process.
- Participation of the community in the DŚU process has a consulting character. The public administration authority does not have the obligation to take into account the comments and motions submitted in the course of the process with the participation of the community but it should investigate the submitted motions and refer to the results of the process with the participation of the community in the justification of the DŚU. In complicated matters, the bodies organize an administrative hearing open for the community, during which the investor has the possibility to present to the inhabitants the character of the planned investment.
- DŚU may impose a duty on the investor to run monitoring after the project completion e.g. with reference to the acoustic impact of the investment or the impact of the investment on birds or bats. If the acceptable norms of noise are exceeded or it has been discovered that the project has any other impact exceeding the norm, the body may impose the duty to implement corrective measures, including the order to permanently or temporarily shut down the wind power plant.

### Environmental impact assessment of the wind farm

The assessment of the environmental impact of the project is a process which evaluates the impact of the planned investment on the environment (together with the impact on people's health), and it consists of:

<sup>24</sup> Verdict of the Supreme Administrative Court in Warsaw dated April 17, 2014 (ref. no. II OSK 86/13).

raportu oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko („Raport OOS”) i uzyskanie wymaganych prawnie opinii i uzgodnień. Obowiązek przeprowadzenia procedury OOS dla większości elektrowni wiatrowych, będących przedsięwzięciami potencjalnie znacząco oddziałującymi na środowisko, będzie nałożony przez organ właściwy do wydania DŚU.

Najbardziej optymalnym rozwiązaniem jest przeprowadzenie OOS dla całej inwestycji farmy wiatrowej łącznie ze stacjami transformatorowymi i infrastrukturą przesyłową. Ze względu na specyfikę procesu inwestycyjnego farmy wiatrowej nie zawsze będzie możliwe przeprowadzenie jednej OOS dla całego przedsięwzięcia. Taki przypadek może mieć miejsce, gdy główny punkt przyłączenia („GPZ”) jest elementem infrastruktury zewnętrznej i stanowi własność operatora. W takiej sytuacji, konieczne będzie przeprowadzenie odrębnej OOS dla farmy wiatrowej oraz infrastruktury zewnętrznej, pomimo że GPZ oraz farmę wiatrową można uznać za przedsięwzięcia technologicznie powiązane<sup>25</sup>.

#### Warto zwrócić uwagę

- W przypadku prowadzenia kilku niezależnych OOS dla poszczególnych części inwestycji, w każdym z Raportów OOS należy przeprowadzić ocenę skumulowanego wpływu wszystkich pozostałych elementów inwestycji oraz biorąc pod uwagę nie tylko istniejące, ale również przedsięwzięcia planowane w zasięgu oddziaływania farmy wiatrowej, w tym inwestycje realizowane na terenie gmin sąsiednich. Nieprawidłowe przeprowadzenie skumulowanego OOS może wiązać się z wadliwością DŚU.
- Skumulowane OOS, należy przeprowadzić, biorąc pod uwagę nie tylko istniejące, ale również przedsięwzięcia planowane w zasięgu oddziaływania farmy wiatrowej, w tym inwestycje realizowane na terenie gmin sąsiednich. Brak lub nieprawidłowe przeprowadzenie skumulowanego OOS może wiązać się z wadliwością DŚU.
- Błędy i ryzyka pojawiające się w toku OOS, wiążą się z niedostatecznym zapewnieniem udziału społeczeństwa w postępowaniu, zaangażowaniu organizacji społecznych oraz niewłaściwym monitoringiem.
- Raport OOS powinien zostać sporządzony dla co najmniej trzech rozpatrywanych przez inwestora wariantów lokalizacji przedsięwzięcia: opis wariantu proponowanego przez wnioskodawcę, wariantu

<sup>25</sup> Przedmiotem postępowania mającego na celu przeprowadzenie OOS jest planowane przedsięwzięcie rozumiane – zgodnie z art. 3 ust. 1 pkt 13 ustawy z 3 października 2008 roku o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko, jako zamierzenie budowlane lub inna ingerencja w środowisko polegająca na przekształceniu lub zmianie sposobu wykorzystania terenu, przy czym przedsięwzięcia powiązane technologicznie kwalifikuje się jako jedno przedsięwzięcie, także jeżeli są one realizowane przez różne podmioty. W konsekwencji, jeżeli farma wiatrowa składa się z kilku elektrowni wiatrowych wszystkie elektrownie powinny podlegać OOS, aby możliwe było stwierdzenie czy łączne oddziaływanie wszystkich turbin wiatrowych na środowisko jest znaczące.

verification of the report of the environmental impact of the investment (“OOS Report”) and obtaining legally required opinions and agreements. The duty to conduct the OOS process for majority of wind farms which are projects with a potentially significant impact on the environment, will be imposed by the authority relevant for issuing the DŚU.

The most optimum solution is to conduct the OOS process for the whole investment of the wind farm together with transformer stations and transmission infrastructure. Due to the specifics of the investment process of a wind farm, it will not always be possible to conduct one OOS for the whole project. Such a case may occur when the main connection point [Główny punkt przyłączenia] (“GPZ”) is an element of external infrastructure and is the property of the operator. In such a situation it will be necessary to run a separate OOS process for the wind farm and external infrastructure despite the fact that the GPZ and the wind farm can be deemed as technologically related projects<sup>25</sup>.

#### Note

- In case of running several independent OOSs for particular parts of the investments, each OOS Report must contain an assessment of the cumulative impact of all the other elements of the investment and take into account not only the existing ones but also planned investments within the range of impact of the wind farm, including investments executed in neighboring communes. Incorrect running of the cumulative OOS process may result in a defective DŚU.
- Cumulative OOS must be conducted taking into account not only existing but planned projects within the range of impact of the wind farm, including investments executed in neighboring communes. Lack of or incorrect running of the cumulative OOS process may result in a defective DŚU.
- Defects and risks which occur in the course of OOS are connected with inappropriate ensuring the participation of the community in the process, involving social organizations and incorrect monitoring.
- The OOS Report should be drawn up for minimum three variants of locating the investment taken into account by the investor: description of the variant proposed by the applicant, an alternative variant, the variant most beneficial for the environment. Drawing up

<sup>25</sup> The subject of the process aimed at conducting OOS is the planned project understood – pursuant to article 3, section 1, point 13 of the Act dated October 3, 2008, on providing information about the environment and its protection, participation of the community in the environmental protection and the assessment of the environmental impact, as a building plan or any other interference with the environment which reshapes or changes the way of using the land, whereas projects technologically related are qualified as one project also if they are executed by different entities. Consequently, if the wind farm consists of several wind power plants, all the plants should undergo OOS so that it will be possible to determine if the combined impact of all the wind turbines on the environment is significant.

alternatywnego, wariantu najkorzystniejszego dla środowiska. Sporządzenie Raportu OOŚ dla kilku wariantów inwestycji o maksymalnych i minimalnych parametrach pozwoli na wprowadzenie zmian na późniejszym etapie realizacji projektu, bez konieczności prowadzenia uzupełniającej OOŚ.

- Założenia i wytyczne określające zakres raportu i metody badań wskazane w postanowieniu nakładającym obowiązek przeprowadzenia OOŚ są dla inwestora wiążące. Natomiast organ prowadzący postępowanie nie może na późniejszym etapie OOŚ w sposób dowolny i arbitralny zmieniać metody badań, a tym bardziej nakładać na inwestora obowiązku zmiany metody badań po sporządzeniu Raportu OOŚ.
- W praktyce najistotniejsze jest oddziaływanie akustyczne przedsięwzięcia na środowisko, inne kryteria są czysto ocenne. W obecnym stanie prawnym istnieją dopuszczalne poziomy hałasu w środowisku obowiązujące dla terenów zabudowanych, np. dla terenów zabudowy mieszkalnej jednorodzinnej dopuszczalny poziom hałasu w dzień wynosi 50 dB, a w nocy 40 dB. Brak jest natomiast norm prawnych, które określałyby dopuszczalny poziom infradźwięków w środowisku.
- W Raporcie OOŚ należy szczegółowo zbadać wpływ farmy wiatrowej na tereny podlegające ochronie, w tym na obszary Natura 2000. Lokalizacja przedsięwzięcia na obszarze chronionym lub w jego pobliżu nie jest zabroniona. Inwestor powinien jednak dokonać analizy, czy przedsięwzięcie może spowodować naruszenie właściwego stanu ochrony gatunków i siedlisk, dla których zostały utworzone obszary Natura 2000. Nie wszystkie negatywne oddziaływania będą uniemożliwiały realizację przedsięwzięcia w pobliżu obszaru Natura 2000, ale tylko te, których skala, stopień i charakter oddziaływania będą uznane za znaczące. W każdej sytuacji przeprowadzania oceny, organ administracji prowadzący postępowanie powinien precyzyjnie ustalić przesłanki odmowy zgody na lokalizację<sup>26</sup>.
- Zagrożenie obiektu ochrony obszaru Natura 2000 wyłącza lokalizację elektrowni wiatrowych na danym terenie. W tym aspekcie istotne jest dokładne przeprowadzenie monitoringu przedrealizacyjnego, który będzie stwierdzał jaki wpływ będzie miała planowana inwestycja na obiekty chronione.

the OOŚ Report for several variants of the investment with minimum and maximum parameters will allow for introducing changes at the later stage of the execution of the project without the need to run a supplementary OOŚ.

- Assumptions and guidelines specifying the scope of the report and the research methods indicated in the decision imposing the duty to run OOŚ are binding for the investor. On the other hand, the authority which runs the process cannot at the later stage of OOŚ change the research methodology freely and at its will, not to mention impose the duty on the investor to change the research methodology after drawing up the OOŚ Report.
- In practice the most important is the acoustic impact of the project on the environment and other criteria are clearly evaluative. In the current legal situation there are acceptable noise levels binding for urban areas, e.g. for residential housing areas the acceptable noise level during the day is 50 dB, and at night it is 40dB. However, there are no legal norms which would define the acceptable level of infrasounds in the environment.
- The OOŚ Report should study in detail the impact of the wind farm on protected areas, including the Nature 2000 areas. The location of the project in the protected area or in its vicinity is not prohibited. However, the investor should make an analysis if the project may cause infringement of the correct state of protection of species and habitats, for which the Nature 2000 areas were formed. Not all negative impacts will render it impossible to execute the project in the vicinity of the Nature 2000 area but only those whose scale, degree and character of impact will be deemed significant. In each situation of conducting the assessment, the administrative authority which runs the process should specifically define the reasons for refusing the permission for the location<sup>26</sup>.
- The threat to the subject of Nature 2000 protection excludes the location of wind generators on a particular area. In this aspect it is essential to run a detailed pre-execution monitoring which will define what impact the planned investment will have on the protected areas.

## 7 Prawo budowlane

### 7.1 Pozwolenie na budowę

Pozwolenie na budowę jest decyzją administracyjną, mającą kluczowe znaczenie w procesie inwestycyjnym, pozwalającą na rozpoczęcie i prowadzenie robót budowlanych. Pozwolenie na budowę powinno obejmować

## Construction Law

### Building permit

The building permit is an administrative decision which has a key importance in the investment process, and allows for the commencement of and running construction works. The building permit should cover

<sup>26</sup> Wyrok Wojewódzkiego Sadu Administracyjnego w Warszawie, z 3 kwietnia 2014 roku, sygn. IV SA/Wa 165/14.

<sup>26</sup> Verdict of the Provincial Administrative Court in Warsaw dated April 3, 2014, ref. no. IV SA/Wa 165/14.

całość zamierzenia budowlanego tak, aby dla farmy wiatrowej wydawana była jedna decyzja obejmująca wszystkie jej elementy, w szczególności fundamenty, infrastrukturę techniczną, wewnętrzne drogi dojazdowe, linie elektroenergetyczne<sup>27</sup>. Wyjątkowo, na wniosek inwestora, pozwolenie może zostać wydane dla wybranych obiektów danego zamierzenia budowlanego, mogących samodzielnie funkcjonować zgodnie z przeznaczeniem. W takiej sytuacji należy jednak sporządzić projekt zagospodarowania działki lub terenu dla całego zamierzenia budowlanego.

### Warto zwrócić uwagę

- Do wniosku o wydanie pozwolenia na budowę, należy załączyć oświadczenie o posiadanym tytule prawnym do dysponowania nieruchomością na cele budowlane. Nieruchomość zajmowana przez siłownię wiatrową to również nieruchomość, nad którą zawieszona jest łopata rotora turbiny wiatrowe i wymaga pozyskania tytułu prawnego do celów budowlanych.
- Projekt budowlany, zatwierdzony decyzją o pozwoleniu na budowę, powinien być zgodny z innymi decyzjami administracyjnymi, uzyskanymi w procesie inwestycyjnym oraz ustaleniami MPZP. Inwestycja zrealizowana w sposób sprzeczny z MPZP jest uznawana za samowolę budowlaną podlegającą rozbiorce.
- Decyzja o pozwoleniu na budowę wygasa, jeżeli budowa nie została rozpoczęta przed upływem 3 lat od dnia, w którym decyzja stała się ostateczna. Rozpoczęcie budowy następuje z chwilą podjęcia na terenie budowy prac przygotowawczych, takich jak wytyczenie geodezyjne obiektów w terenie. W celu wykluczenia ryzyka stwierdzenia wygaśnięcia decyzji o pozwoleniu na budowę, należy dokonać odpowiedniego wpisu w dzienniku budowy.
- 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. Istotne odstępienie 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 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.

## 7.2 Zgłoszenie robót budowlanych

Nie zawsze realizacja określonych urządzeń infrastruktury farmy wiatrowej wymagać będzie uzyskania pozwolenia

the whole construction plan so that there is one building permit issued for the wind farm covering all its elements, in particular foundations, technical infrastructure, internal access roads, power lines<sup>27</sup>. Unusually, at the request of the investor, the permission may be issued for the selected structures of the planned construction project which can operate independently according to their purpose. In this situation a plan to develop the parcel or the area should be drawn up for the whole construction plan.

### Note

- The application for issuing the building permit should be accompanied by the statement about the held legal title to manage the real estate for the construction purposes. The real estate occupied by the wind power plant is also the real estate over which the blades of the rotor of the wind turbine are suspended and it requires obtaining a legal title for building purposes.
- Building permit design approved by the decision about the building permit should be compliant with other administrative decisions obtained in the investment process and the provisions of the MPZP. The investment executed against MPZP is deemed illegal and it is subject to demolition.
- The decision about the building permit expires if the construction does not commence within 3 years from the day on which the decision became final. Commencement of construction occurs at the time of commencing preparatory works on the construction site, such as staking out the structures on the land. In order to eliminate the risk of recognizing the expiry of the decision concerning the building permit, appropriate entry must be made in the construction log.
- In practice of executing wind farm projects a necessity often occurs to introduce changes to the building permit design after its approval by appropriate authorities and after issuing the building permit. A significant deviation from the approved building permit design is acceptable only after obtaining a decision concerning a change to the building permit. The entity authorized to classify the particular deviation as significant or insignificant, is the designer. He has the duty to enter appropriate information in the building permit design (drawing and description) concerning the deviation. The designer bears sole civil and criminal liability with regards to the classification made.

### Notification of construction works

Not always the construction of particular elements of infrastructure of a wind farm will require a building permit.

<sup>27</sup> Art. 33 ust. 1 ustawy z 7 lipca 1994 Prawo Budowlane (Dz.U. 2010 Nr 243, poz. 1623).

<sup>27</sup> Article 33, section 1 of the Act dated July 7, 1994, Construction Law (Journal of Laws of 2010, No. 243, Item 1623).



na budowę. Jako przykład można tu wskazać przyłączy elektromagnetyczne<sup>28</sup>, którego budowa wymaga jedynie zgłoszenia zamiaru przystąpienia do robót budowlanych do właściwego organu administracji publicznej. Prace budowlane będzie można w takim przypadku rozpocząć co do zasady po upływie 30-dniowego terminu, w którym organ może wnieść sprzeciw i nakazać uzyskanie pozwolenia na budowę.

#### Warto zwrócić uwagę

- Przystąpienie do robót budowlanych na podstawie zgłoszenia może okazać się niemożliwe, jeżeli projekt budowlany będzie obejmował obiekt, dla którego realizacji konieczne jest uzyskanie pozwolenia na budowę. Taka sytuacja może mieć przykładowo miejsce, jeżeli elementem infrastruktury przyłącza elektroenergetycznego będą słupy energetyczne.
- Do wykonywania robót budowlanych objętych zgłoszeniem można przystąpić przed upływem 2 lat od określonego w zgłoszeniu terminu rozpoczęcia robót. Po upływie tego terminu wymagane będzie ponowne zgłoszenie zamiaru rozpoczęcia robót budowlanych, co będzie wiązało się z koniecznością aktualizacji dokumentacji budowlanej.

## 7.3 Przystąpienie do użytkowania

W celu przystąpienia do eksploatacji farmy wiatrowej niezbędne będzie przeprowadzenie szeregu odbiorów technicznych, testów oraz dokonanie zawiadomień właściwych organów oraz służb i inspekcji. Na inwestora może zostać również nałożony obowiązek uzyskania decyzji o pozwoleniu na użytkowanie. Będzie to miało miejsce jeżeli obiekt, dla którego wydano pozwolenie na budowę stanowi jedną z kategorii przedsięwzięć wymagających uzyskania pozwolenia na użytkowanie na podstawie prawa budowlanego. W takim przypadku inwestor będzie zobowiązany zawiadomić organy Państwowej Inspekcji Sanitarnej, Państwowej Straży Pożarnej o zakończeniu budowy i zamiarze przystąpienia do użytkowania obiektu.

#### Warto zwrócić uwagę

- Siłownia wiatrowa nie stanowi odrębnie zdefiniowanej w prawie budowlanym kategorii obiektu budowlanego. Dlatego zdarza się, że organ w pozwoleniu na budowę kwalifikuje siłownie wiatrowe do tzw. innych budowli niewymagających uzyskania decyzji o pozwoleniu na użytkowanie. W takim przypadku, warunkiem przystąpienia do użytkowania jest zawiadomienie organu nadzoru budowlanego o zakończeniu budowy, który może w terminie 21 dni zgłosić sprzeciw.

<sup>28</sup> Art. 29 ust. 1 pkt 20 ustawy z 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane.

An example of such a situation is an electromagnetic connection<sup>28</sup>, whose construction requires only notification about the intention of commencing construction works to the relevant body of public administration. Construction works can be commenced in this situation, as a rule, after a 30-day period in which the body may file an objection and order obtaining a building permit.

#### Note

- Commencing construction works on the basis of the notification may turn out impossible if the building permit design covers the structure whose execution requires obtaining a building permit. Such a situation may occur for example, if the element of infrastructure of electromagnetic connection will be electric poles.
- Execution of construction works covered by the notification may commence within 2 years from the date of commencing works defined in the notification. After passing of this date, it is necessary to notify again about the intention to commence construction works which is connected with updating the building documentation.

#### Commencement of occupancy

In order to commence operations of the wind farm it is necessary to run many technical commissioning procedures, tests and notifications of appropriate bodies, services and inspectorates. The investor may also be imposed the duty to obtain a decision about the occupancy permit. It will be necessary if the structure for which the building permit was issued is one of the projects which require occupancy permits under the Construction Law. In this case the investor will have the duty to notify the bodies of State Sanitary Inspectorate and State Fire Brigade about the completion of construction and intention to commence the occupancy of the structure.

#### Note

- A wind generator does not constitute a separately defined category of a building structure under the Construction Law. Therefore, it happens that the authorities in a building permit classify wind power plants as the so-called other structures which do not require a decision concerning the occupancy permit. In such a case the condition for commencing occupancy is the notification of building supervision body about completion of the construction, which may raise an objection within 21 days.

<sup>28</sup> Article 29, section 1, point 20 of the Act dated July 7, 1994 – Construction Law.

- Co najmniej 30 dni przed oddaniem do użytkowania farmy wiatrowej, należy poinformować Wojewódzkiego Inspektora Ochrony Środowiska o planowanym terminie oddania do użytkowania oraz zakończenia rozruchu instalacji<sup>29</sup>. Brak dochowania powyższego obowiązku, może prowadzić nawet do wstrzymania użytkowania farmy wiatrowej, jeżeli w terminie 5 lat od oddania do użytkowania zostanie ujawnione, że nie zostały spełnione wymagania ochrony środowiska.

- At least 30 days before the commencement of the occupancy of a wind farm, it is necessary to inform the Regional Inspector of Environmental Protection about the planned date of commencing occupancy and the completion of the launch of installation<sup>29</sup>. Failing to keep such obligation may lead to withholding the operations of the wind farm if within 5 years from commencing its occupancy it will be disclosed that environmental protection requirements have not been kept.

## 8 Przyłączenie do sieci

### 8.1 Warunki techniczne i ekonomiczne przyłączenia

Wprowadzenie energii wytworzonej przez farmę wiatrową do sieci elektroenergetycznej następuje po wydaniu przez przedsiębiorstwo energetyczne warunków przyłączenia do sieci oraz wykonaniu obowiązków określonych umową przyłączeniową. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii jest obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie, na zasadzie równoprawnego traktowania, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania paliw lub energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. W celu skutecznego złożenia wniosku o wydanie warunków przyłączeniowych inwestor będzie zobowiązany potwierdzić posiadanie tytułu prawnego do nieruchomości, na których zlokalizowane będą siłownie wiatrowe. Ponadto, budowa jednostek wytwórczych powinna być dopuszczalna na podstawie obowiązującego MPZP, a w przypadku jego braku Decyzji WZ. W ciągu 14 dni od złożenia wniosku o przyłączenie, inwestor powinien uiścić zaliczkę na poczet opłaty za przyłączenie do sieci w wysokości 30 zł/kW, jednak nie więcej niż 3 mln zł<sup>30</sup>. W przeciwnym wypadku wniosek pozostawia się bez rozpatrzenia.

Kontrowersje wzbudza kwestia przeniesienia warunków przyłączenia na inny podmiot. Taka możliwość nie została wprost uregulowana w ustawie prawo energetyczne, ale zdarza się, że operatorzy wyrażają zgodę na takie przeniesienie. Zgodnie z orzecznictwem sądowym<sup>31</sup> nie jest natomiast możliwe przeniesienie warunków przyłączenia na jednostkę wytwórczą, która znajduje się w innej lokalizacji niż ta, dla której wydane zostały warunki przyłączenia do sieci.

## Connection to the Grid

### Technical and economic conditions of the connection

Feeding the energy generated by the wind farm to the power grid occurs after issuing the conditions for the connection to the grid by the power company and fulfilling the obligations under the connection contract. The power company dealing with transfer or distribution of energy has the duty to conclude a contract for connection to the grid with entities who apply for a connection under the rules of equal treatment, if there are technical and economic conditions for connection to the grid and for supplying fuel or energy, and the applicant for the connection contract meets the conditions for the connection to the grid and commissioning.

In order to effectively submit an application for issuing conditions for a connection, the investor will have to confirm the ownership of the legal title to the real estate on which the wind power plants will be located. Additionally, the construction of generator units should be permissible under the existing MPZP and if MPZP does not exist, the WZ Decision. Within 14 days from submitting an application for the connection, the investor has the obligation to pay a down payment of the fee for the connection to the grid in the amount of PLN 30/kW, however not more than PLN 3,000,000<sup>30</sup>. Otherwise the application will be left unhandled.

The question of transferring the conditions for the connection to another entity raises many controversies. Such a possibility has not been regulated in the Act - Energy Law but it happens that the operators agree to such a transfer. According to the jurisprudence<sup>31</sup>, it is not possible, however, to transfer the conditions for connection for the generator unit which is located in another location than this, for which the conditions for the connection have been issued.

<sup>29</sup> Zgodnie z ustawą z 27 kwietnia 2001 roku – Prawo ochrony środowiska (tekst jedn. Dz.U. 2008, Nr 25, poz. 150).

<sup>30</sup> Obowiązek zapłaty zaliczki dotyczy wyłącznie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie źródła do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV.

<sup>31</sup> Wyrok Sądu Apelacyjnego w Warszawie z 31 stycznia 2013 roku, sygn. VI ACa 895/12.

<sup>29</sup> Pursuant to the Act dated April 27, 2001, Environmental Protection Law (consolidated text, Journal of Laws of 2008, No. 25, Item 150).

<sup>30</sup> The obligation to pay a down payment applies exclusively to the entity which applies for the connection of the source to the power grid with the rated voltage exceeding 1 kV.

<sup>31</sup> Verdict of the Court of Appeal in Warsaw dated January 31, 2013, ref. no. VI ACa 895/12.

## Warto zwrócić uwagę

Brak warunków technicznych to przeszkoda techniczna o charakterze trwałym, istniejąca obiektywnie i niemożliwa do usunięcia. Przedsiębiorstwo energetyczne powinno wykazać brak technicznych warunków przyłączenia do sieci, jeżeli się na nie powołuje.

Nieopłacalność inwestycji ze względu na wysokie koszty przyłączenia, spowodowane znaczną odległością źródła od sieci elektroenergetycznej operatora lub położeniem źródła w miejscu trudno dostępnym może uzasadniać brak warunków ekonomicznych.

Prowadzona przez przedsiębiorstwa energetyczne rozbudowa sieci ma miejsce w oparciu o tzw. plany rozwoju opracowywane przez przedsiębiorstwo energetyczne będące operatorem sieci elektroenergetycznej. Jeżeli inwestycja jest objęta planem rozwoju, nie można odmówić przyłączenia ze względu na brak warunków ekonomicznych. Jest to związane z faktem, że prace określone w planach rozwoju są finansowane poprzez taryfy, zatwierdzane przez Prezesa URE. W związku z tym, przedsiębiorstwo sieciowe ma obowiązek przyłączyć do sieci podmioty, które znajdują się w obszarze zatwierdzonego przez Prezesa URE planu rozwoju sieci. W przypadku odmowy przyłączenia do sieci OZE w terminie proponowanym przez podmiot ubiegający się o przyłączenie, z powodu braku technicznych warunków przyłączenia wynikających z braku niezbędnych zdolności przesyłowych sieci, przedsiębiorstwo energetyczne powinno określić termin przyłączenia oraz warunki wykonania niezbędnej rozbudowy lub modernizacji sieci.

Wydanie przez przedsiębiorstwo energetyczne warunków przyłączenia do sieci oraz przedłożenie projektu umowy o przyłączenie do sieci nie przesądza o istnieniu technicznych i ekonomicznych warunków. W szczególności techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia nie będą istnieć, jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne zastrzeże w warunkach przyłączenia, że przyłączenie farmy wiatrowej do sieci będzie możliwe w przypadku sfinansowania przez wnioskującego określonych inwestycji<sup>32</sup>.

## 8.2 Umowa o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej

Umowa o przyłączenie do sieci stanowi podstawę do rozpoczęcia realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych oraz ich finansowania. Umowa o przyłączenie do sieci jest umową cywilnoprawną, której treść powinna być kształtowana zgodnie z zasadą swobody umów wyrażoną w kodeksie cywilnym. Powinna jednak uwzględniać wymagania określone w Prawie Energetycznym. W przypadku, gdy strony nie dojdą do porozumienia co do treści umowy przyłączeniowej podmiot ubiegający się o przyłączenie będzie mógł wystąpić do

## Note

Lack of technical conditions is a technical obstacle with a permanent character which exists objectively and is impossible to eliminate. A power company should demonstrate the lack of technical conditions for connection to the grid if they are referred to.

Unprofitability of the investment due to high connection costs caused by a significant distance of the source of energy to the power grid of the operator, or the location of the source in a place difficult to access may justify the lack of the economic conditions.

The development of the grid conducted by the power companies is based on the so-called development plans drawn up by the power company which is the operator of the power grid. If the investment is covered by the development plan, the company cannot refuse to connect the project due to the lack of economic conditions. It is connected with the fact that the works set forth in the development plans are financed from the tariff approved by the President of the Energy Regulatory Office URE. Due to this fact, the power grid company has the duty to connect to the grid those entities which are located in the area of the planned grid development approved by the President of Energy Regulatory Office URE.

In the case of a refusal to connect RES to the grid within the period proposed by the entity applying for the connection due to the lack of technical conditions for connection which result from the lack of necessary transfer capacities of the grid, the power company should define the date of connection and the conditions for executing the necessary development or modernizations of the grid. Issuing the conditions for the connection to the grid by the power company and presenting the draft of the connection contract do not determine the existence of technical and economic conditions. In particular, technical and economic conditions for the connection will not exist if the power company reserves in the conditions for connections that the connection of the wind farm to the grid will be possible in the case of financing certain investments by the applicant<sup>32</sup>.

## Contract for connection to the power grid

The contract for connection to the grid is the grounds for commencing design, construction and assembly works and their financing. The contract for connection to the grid is a civil law contract whose content should be shaped according to the principle of contractual freedom expressed in the Civil Code. It should, however, include the requirements outlined in the Energy Law. In the case when the parties are not able to find agreement concerning the content of the connection contract, the entity applying for the connection will have the right to petition the President

<sup>32</sup> Wyrok Sądu Najwyższego z 11 kwietnia 2012 r. (sygn. III SK 33/11).

<sup>32</sup> Verdict of the Supreme Court dated April 11, 2012 (ref. no. III SK 33/11).

Prezesa URE o ukształtowanie treści umowy w drodze decyzji administracyjnej.

#### Warto zwrócić uwagę

- Od 11 września 2013 roku umowa przyłączeniowa powinna zawierać harmonogram przyłączenia do sieci źródła OZE oraz zasady odpowiedzialności stron za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie. Umowy przyłączeniowe zawarte przed tą datą powinny zostać dostosowane do nowych przepisów w terminie 6 miesięcy<sup>33</sup>. W przeciwnym wypadku każda ze stron będzie uprawniona do odstąpienia od umowy.
- Prezes URE, w toku postępowania o ustalenie treści umowy przyłączeniowej, ma prawo żądać od przedsiębiorstwa energetycznego przedstawienia danych dotyczących wykonywanej działalności gospodarczej, w tym danych na potrzeby sporządzenia ekspertyzy wpływu urządzeń na sieć, sporządzanej do celów wydania warunków przyłączeniowych. Podmiot ubiegający się o przyłączenie, powinien mieć zapewniony dostęp do przekazanych Prezesowi URE informacji dotyczących ekspertyzy.

## 8.3 Bilansowanie Krajowego Systemu Energetycznego

Operator sieci przesyłowej ma obecnie problemy z bilansowaniem Krajowego Systemu Energetycznego, tj. zachowaniem równowagi pomiędzy zapotrzebowaniem na moc elektryczną oraz dostawami tej mocy. Związane jest to z coraz większą liczbą niestabilnych źródeł energii, które są przyłączane do sieci. W konsekwencji, operatorzy odmawiają przyłączenia nowych farm wiatrowych do sieci z powodu braku warunków technicznych przyłączenia uzasadnionych kryterium bilansowym. Do tej pory istnienie warunków przyłączenia było badane przede wszystkim w aspekcie sieciowym, tzn. badano, jakie warunki powinna spełniać sieć przesyłowa i dystrybucyjna, aby możliwe było wprowadzenie do sieci energii elektrycznej z danej instalacji, natomiast kryterium bilansowe nie podlegało badaniu. Również Prawo Energetyczne nie odnosi się do tego kryterium, jako podstawy odmowy przyłączenia. Z drugiej strony brak spełnienia kryterium bilansowego może prowadzić do niezachowania bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

W związku z problemami z bilansowaniem mocy Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. wnioskowały o zmianę zapisów instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej PSE S.A. (IRiESP) poprzez wprowadzenie ograniczeń przyłączenia źródeł OZE o nieprzewidywalnej pracy, takich jak elektrownie wiatrowe. Decyzją Prezesa URE takie ograniczenia nie są zgodne z Prawem Energetycznym i stanowią o faworyzowaniu niektórych źródeł

of the Energy Regulatory Office URE to shape the content of the contract through an administrative decision.

#### Note

- As of September 11, 2013, the connection contract should include the schedule of connecting RES source to the grid and the rules of responsibility of the parties for delaying the time of executing the works in relation to the time set forth in the contract. Connection contracts concluded before this date should be adjusted to the new regulations within 6 months<sup>33</sup>. Otherwise each of the parties will be entitled to rescind the contract.
- The President of the Energy Regulatory Office URE, in the course of the proceedings concerning establishing the content of the connection contract, has the right to request the power company to present the data concerning the conducted business activity, including the data necessary to draw up a study of the impact of the equipment on the grid, made for the purpose of issuing the conditions for the connection. The entity applying for the connection should have the access to the information concerning the study presented to the President of the Energy Regulatory Office URE.

#### Balancing the Public Power System

The operator of the transmission grid currently has problems with balancing the Public Power System, i.e. maintaining the balance between the demand for electrical power and the supply of such power. It is connected with the growing number of unstable sources of energy which are connected to the grid. Consequently, the operators refuse to connect new wind farms to the grid due to the lack of technical conditions for connection justified by the balance criterion.

So far the existence of the conditions for the connection was investigated, above all, in the grid aspect, i.e. it was verified what conditions should be fulfilled by the transmission and distribution grid in order to feed the electrical energy from a particular installation to the grid, whereas the balance criterion was not verified. Also the Energy Law does not refer to this criterion as the justification for refusing to make the connection. On the other hand, the lack of fulfilling the balance criterion may lead to failing to maintain the safety of operations of the power system.

Due to the problems with balancing the power, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. [Polish Transmission System Operator] (PSE), petitioned for amending the provisions of the instructions for the traffic and operations of PSE S.A. transmission grid (IRiESP) by implementing limitations to connections of RES sources with unpredictable operations, such as wind power plants. By the decision of the President of the Energy Regulatory Office URE, such imitations are against the Energy Law

<sup>33</sup> Ustawa o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw z 26 lipca 2013 roku (Dz. U. 2013 poz. 984).

<sup>33</sup> The Act on amending the Act on Energy Law and some other acts dated July 26, 2013 (Journal of Laws of 2013, Item 984).



wytwórczych. W konsekwencji, ograniczenie przyłączenia niestabilnych źródeł OZE ze względów bilansowych nie może być podstawą do odmowy przyłączenia do sieci.

## 9 Koncesja na wytwarzanie energii OZE

### 9.1 Koncesja

Wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie produkcji energii elektrycznej z OZE wymaga uzyskania koncesji. Koncesja jest decyzją administracyjną kończącą proces inwestycyjny farmy wiatrowej. W celu uzyskania jej, 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 gospodarczą. Koncesja jest wydawana przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na czas oznaczony, nie krótszy niż 10 lat i nie dłuższy niż 50 lat. Przedsiębiorstwo energetyczne może złożyć wniosek o przedłużenie ważności koncesji, nie później niż na 18 miesięcy przed jej wygaśnięciem.

### 9.2 Promesa koncesji

Przed złożeniem wniosku o koncesję przedsiębiorca może ubiegać się o wydanie promesy koncesji. Promesa koncesji stanowi przyrzeczenie administracji publicznej wydania pozytywnej decyzji w sprawie udzielenia koncesji, o ile zostaną spełnione wymagania objęte promesą – umożliwia ona 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 handlowych sprzedaży energii lub świadectw pochodzenia OZE.

## 10 Rozruch technologiczny

Rozruch technologiczny jednostki wytwórczej jest to wyłącznie przeprowadzanie prób i testów umożliwiających jej odbiór końcowy<sup>34</sup>. Energię elektryczną wytworzoną w odnawialnym źródle energii w okresie jej rozruchu technologicznego zalicza się do energii

<sup>34</sup> Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 18 października 2012 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii (Dz. U. z 2012 r., poz. 1229).

and they favor certain production sources. Consequently, the limitation of connecting unstable RES sources for balance reasons cannot be the grounds for refusal to connect to the grid.

## Concession for Producing RES Energy

### Concession

Conducting a business activity of producing electrical energy from RES requires obtaining a concession. The concession is an administrative decision which closes the investment process of a wind farm. In order to obtain the concession, the investor is obliged to present a number of documents confirming both technical and financial abilities to conduct the activity covered by the concession. The investor must have all the required building permits and the legal titles to the structures and installations covered by the business activity. The concession is issued by the President of the Energy Regulatory Office URE for a definite period of time, not shorter than 10 years and not longer than 50 years. The power company can submit a motion to extend the validity of the concession not later than 18 months before it expires.

### Promise of the concession

Before submitting the application for the concession, the entrepreneur may apply for issuing a promise of the concession. The promise of the concession constitutes a promise of the public administration to issue a positive decision concerning granting the concession as long as certain requirements covered by the promise are fulfilled, which allows the investor to prepare documentation required for obtaining the concession. The President of the Energy Regulatory Office URE in the promise defines the period of its validity which is not shorter than 6 months. Investors often obtain the promise in order to run trade negotiations concerning the contracts for the sale of energy or RES certificates of origin.

## Technological Start-Up

Technological start-up of a generating unit refers only to conducting tests and trials which allow for its final commissioning<sup>34</sup>. Electrical energy generated by a renewable energy source during its technological start-up is classified as energy generated by a renewable

<sup>34</sup> Regulation of the Minister of the Economy dated October 18, 2012, on the detailed scope of responsibilities of obtaining and submitting certificates of origin for cancellation, paying compensation fee, purchase of electrical energy and heat generated by renewable energy sources and the obligation of confirming the data concerning the amount of electrical energy generated by a renewable energy source (Journal of Laws of 2012, Item 1229).

wytworzonej w odnawialnych źródłach energii w okresie do 90 dni od dnia rozpoczęcia rozruchu technologicznego jednostki wytwórczej, liczonego od dnia pierwszego wprowadzenia energii do sieci operatora systemu elektroenergetycznego. Oznacza to, że za energię wytworzoną w tym okresie inwestor może uzyskać świadectwo pochodzenia. Jest to wyjątek od zasady, że świadectwo pochodzenia energii elektrycznej może otrzymać wyłącznie przedsiębiorca posiadający koncesję na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii.

energy source within the period of 90 days from the date of commencing the technological start-up of the generating unit, calculated from the first day of feeding the energy to the grid of the operator of the power system. This means that the investor can obtain a certificate of origin for the energy generated in this period. It is an exception to the rule that the certificate of origin of electrical energy can be obtained only by the entrepreneur who has the concession for conducting a business activity of generating electrical energy from renewable energy sources.

# 3

część / part

**Pomoc publiczna dla energetyki wiatrowej, perspektywa 2014–2020**

**Public support for the wind energy sector, framework for 2014–2020**



# 1 Wprowadzenie

Podstawowymi źródłami pomocy publicznej w latach 2014–2020, podobnie jak w latach poprzednich, będą środki pochodzące z budżetu Unii Europejskiej oraz środki krajowe.

Obok głównego źródła finansowania inwestycji w OZE, jakim są środki unijne, funkcjonują programy oparte o środki krajowe, pochodzące m.in. z opłat za korzystanie ze środowiska. Konkursy dotacji w tej dziedzinie ogłasza przede wszystkim Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW), ale także Wojewódzkie Fundusze Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (WFOŚiGW). W ramach programów dedykowanych inwestycjom w OZE warto wyróżnić program GEKON, który jest już w trakcie wdrażania, a prowadzony jest przez NFOŚiGW przy współudziale Narodowego Centrum Badań i Rozwoju (NCBR).

W perspektywie finansowej 2014–2020 kontynuowana będzie przez Unię Europejską polityka wsparcia inwestycji polegających na budowie nowych źródeł wytwarzających energię elektryczną i ciepłą ze źródeł odnawialnych wraz z podłączeniem do sieci. Warto pamiętać, iż filarem strategii Europe 2020 jest zwiększenie innowacyjności, badania naukowe i rozwój, dlatego gros funduszy unijnych w latach 2014–2020 dedykowanych będzie projektom skupiającym się na badaniach i rozwoju innowacyjnych technologii, procesów czy produktów (w tym w energetyce wiatrowej)<sup>1</sup>.

Zdecydowana większość środków rozdzielana będzie w ramach:

- Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko (POLiŚ);
- 16 Regionalnych Programów Operacyjnych (RPO).
- Programu Operacyjnego Inteligentny Rozwój (POIR).

Dofinansowanie inwestycji związanych z energią z wiatru możliwe też będzie do uzyskania bezpośrednio z Programu Horizon 2020 – research and innovation programme, w ramach konkursów dla energii niskoemisyjnej.

Obecnie jednak wszystkie działania inwestorów powinny być ukierunkowane na działania przygotowujące do przyszłej absorpcji środków, gdyż główne konkursy będą ogłaszane prawdopodobnie nie wcześniej niż w 2015 roku. Przy określaniu poziomu dofinansowania należy uwzględnić przepisy dotyczące pomocy publicznej, które uległy zmianie od 1 lipca 2014 roku.

Kluczowym elementem znacząco zwiększającym szanse na uzyskanie dotacji jest dogłębna, wstępna analiza potrzeb, którą warto przeprowadzić z odpowiednim wyprzedzeniem. Oprócz dobrze przygotowanej aplikacji, ciekawej koncepcji projektu, posiadania finansowania dla wkładu własnego bardzo istotne jest spełnienie kryteriów konkursowych do których najczęściej należą:

- kryterium efektywności – czyli ilość produkowanych MWh z 1 MW. Kryterium to oceniane jest w oparciu o wielkość wydatków kwalifikowanych;

<sup>1</sup> Komunikat Komisji z 2010 r. w sprawie strategii „Europa 2020”.

## Introduction

The primary sources of public support in 2014–2020, just like in the previous years, will be the funds obtained from the European Union budget, as well as the state resources.

Right next to the primary source of financing investments in RES, i.e. the EU funds, there are programmes based on state resources which originate, for instance, from environmental fees. Subsidies in this area can be awarded in competitions organized especially by the National Fund for Environmental Protection and Water Management (NFEP&WM) and by Voivodship Funds for Environmental Protection and Water Management (VFEP&WM). Among the programmes dedicated to investments in RES, the GEKON programme is worth mentioning, which is already being implemented and which is managed by NFEP&WM in cooperation with the National Center for Research and Development (NCRD). In the financial framework for 2014–2020, the European Union is going to continue the policy of backing investments aimed at building new resources which produce electrical and thermal energy obtained from renewable sources including their connection to the grid. It is worth remembering that the cornerstone of the Europe 2020 strategy is increased innovativeness, as well as scientific research and development, hence the lion's share of the EU funds in 2014–2020 will be dedicated to projects which focus on the research and development of innovative technologies, processes or products (including those in the wind energy sector)<sup>1</sup>.

The majority of the funds will be granted within:

- Operational Programme Infrastructure and Environment (OPIE);
- 16 Regional Operational Programmes (ROP).
- Operational Programme Intelligent Development (OPID).

Subsidies for wind energy projects will also be available directly from the Horizon 2020 – research and innovation programme, granted in competitions for low-emission energy.

Currently, however, all actions of the investors must focus on preparing for the future absorption of funds since the main competitions will be announced probably not earlier than in 2015. When specifying the level of co-financing, the regulations governing the state aid must be taken into account, and those have been changed since July 1, 2014. The key element which significantly increases the chances of receiving the subsidies is the in-depth, preliminary analysis of needs, which should be conducted appropriately in advance. Apart from a well-prepared application, an interesting project concept and having the funds for one's own contribution, it is also essential to meet the competition criteria which include:

- efficiency criterion – i.e. the quantity of produced MWh from 1 MW. The criterion is assessed based on the value of eligible expenses;

<sup>1</sup> The Commission's statement on "Europe 2020" strategy dated 2010.



- kryterium potencjału wnioskodawcy – odnoszące się do wykazywanego przez wnioskodawcę doświadczenia w podobnych inwestycjach oraz posiadania wykwalifikowanej kadry;
- kryterium innowacyjności (nie w każdym programie) – projekt zakłada wdrożenie technologii niestosowanej dotąd w skali świata dłużej niż np. 3 lata (kryterium zróżnicowane w zależności od programu).

Należy podkreślić, iż mimo, że rok 2014 wkracza w IV kwartał, nadal nie znane są szczegóły dystrybucji środków unijnych w ramach programów operacyjnych na lata 2014–2020 (brak jest szczegółowych opisów priorytetów). Historia lubi się powtarzać, także miejmy nadzieję, iż połowa roku 2015 będzie już obfitowała w konkursy dotacji.

- applicant's capacity criterion – which refers to the experience indicated by the applicant in similar investments and the availability of qualified staff;
- innovativeness criterion (not in every programme) – the project assumes the implementation of technology which has not been used before anywhere in the world for longer than e.g. 3 years (the criterion varies depending on the programme).

It must be stressed that even though the fourth quarter of 2014 has already started, we still do not know the details of distributing European Union funds within operational programmes for 2014–2020 (there are no clear descriptions of priorities). History likes to repeat itself so let's hope that in mid-2015 there will already be plenty of subsidy competitions.

## 2 Finansowanie energetyki wiatrowej w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko

W ramach POLIŚ w perspektywie 2014–2020 inwestycje z zakresu odnawialnych źródeł energii realizowane będą przede wszystkim w ramach I osi priorytetowej „Promocja odnawialnych źródeł energii i efektywności energetycznej”. Dla energetyki wiatrowej kluczowe będą prawdopodobnie takie działania jak:

- promowanie produkcji i dystrybucji odnawialnych źródeł energii;
- promowanie efektywności energetycznej i wykorzystania OZE przez przedsiębiorstwa;
- wspieranie efektywności energetycznej i wykorzystywania odnawialnych źródeł energii w budynkach publicznych i sektorze mieszkaniowym;

Wsparcie w formie dotacji planuje się skierować na realizację projektów inwestycyjnych dotyczących wytwarzania energii z odnawialnych źródeł wraz z podłączeniem tych źródeł do sieci. Wsparcie w szczególności w ramach tej osi przewiduje budowę jednostek o większej mocy wytwarzania energii elektrycznej wykorzystujących energię wiatru, ale także biomasę i biogaz. Inwestycje te w dużym stopniu przyczynią się do wypełnienia zobowiązań wynikających z pakietu energetyczno-klimatycznego. W ramach priorytetu inwestycyjnego wsparcie przewidziane jest m.in. dla jednostek samorządu terytorialnego oraz działających w ich imieniu jednostek organizacyjnych, administracji rządowej oraz podległych jej organów, organizacji pozarządowych, przedsiębiorców, a także podmiotów świadczących usługi publiczne w ramach realizacji obowiązków własnych jednostek samorządu terytorialnego niebędących przedsiębiorcami<sup>2</sup>.

W zależności od działania, ocena projektów będzie dotyczyła przede wszystkim:

## Financing the wind energy sector within the Operational Programme Infrastructure and Environment

Within the OPIE in the framework for 2014–2020 the investments in renewable energy sources will be executed primarily around the 1st priority axis “Promotion of renewable energy sources and energy efficiency”. In the case of the wind energy sector, the following actions will be probably of crucial importance:

- promotion of production and distribution of renewable energy sources;
- promotion of energy efficiency and using RES by businesses;
- support of energy efficiency and using renewable energy sources in state buildings and the housing sector;

Support in the form of subsidies is planned to address investment projects aimed at producing energy from renewable energy sources together with their connection to the grid. The support especially within this axis assumes the construction of projects with higher capacity for producing electrical energy using the wind energy, as well as biomass and biogas. Those investments will largely help to fulfill the obligations resulting from the energy and climate package. The investment priority assumes the support for e.g. local government authorities and organizational units acting on their behalf, state administration and its subordinate bodies, non-governmental organizations, entrepreneurs, as well as entities which render public services within executing the duties of local government authorities, not being entrepreneurs<sup>2</sup>.

Depending on the action the assessment of the projects will concern above all:

<sup>2</sup> Projekt Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014–2020.

<sup>2</sup> Draft of the Operational Programme Infrastructure and Environment 2014–2020.

- gotowości do realizacji pod względem uzyskanych pozwoleń administracyjnych oraz zamkniętego montażu finansowego,
- efektywności kosztowej i ekonomicznej,
- efektów środowiskowych
- liczby nowych odbiorców przyłączonych do technologii Smart,
- poprawę efektywności energetycznej oraz redukcję CO<sub>2</sub> poprzez zmniejszenie strat sieciowych.

- readiness for execution with regards to the obtained administrative permits and the completed financial structure,
- cost and economical efficiency,
- environmental consequences,
- number of new users connected to Smart technology,
- improved energy efficiency and CO<sub>2</sub> reduction through decreased grid losses.

### 3 Finansowanie energetyki wiatrowej w ramach 16 Regionalnych Programach Operacyjnych

Komplementarność i demarkacja z przedsięwzięciami współfinansowanymi z 16 Regionalnymi Programami Operacyjnymi w ramach działań polegających na wytwarzaniu energii z OZE dokonywana będzie w oparciu o moc instalowanej jednostki lub np. wielkość przedsiębiorstwa Wnioskodawcy. Każdy Regionalny Program Operacyjny (RPO) wyznacza własne, szczegółowe zasady udzielania wsparcia. Przed rozpoczęciem procesu aplikacyjnego trzeba dokładnie przeanalizować inwestycję. Po pierwsze należy sprawdzić, czy we właściwym dla danego województwa RPO, zapisane jest odpowiednie dla OZE działanie oraz jaki rodzaj beneficjentów może z niego skorzystać. Jest to ważne, ponieważ w niektórych województwach działania skierowane są wyłącznie do jednostek publicznych i przedsiębiorcy nie mogą ubiegać się o środki pomocowe na OZE. O aplikowaniu w ramach konkretnego Regionalnego Programu Operacyjnego decyduje lokalizacja inwestycji (zdarza się również, iż warunkiem koniecznym jest posiadanie przez wnioskodawcę siedziby na terenie danego województwa). W zależności od regionu dotacja dedykowana będzie na różne typy OZE o małej mocy instalowanej elektrowni lub jednostki, a także na sieci dystrybucyjne umożliwiające przyłączenie OZE do systemu energetycznego. Przy dystrybucji środków w regionach, kluczowe znaczenie może mieć specjalizacja danego województwa. „Środowisko i energia” będą kluczowe m.in. dla województw: kujawsko-pomorskiego, lubuskiego, małopolskiego, mazowieckiego, opolskiego, pomorskiego, śląskiego i świętokrzyskiego.

### Financing the wind energy sector within 16 Regional Operational Programmes

Complementarity and demarcation with projects co-financed from 16 Regional Operational Programmes within actions aimed at producing energy from RES will be conducted based on the capacity of the installed unit or, e.g., the size of the Applicant's company. Each Regional Operational Programme (ROP) sets its own, detailed rules of providing support. Before launching the application process, the investment must be thoroughly analyzed. The first thing which must be verified is if the ROP relevant for the particular voivodship contains the action suitable for RES, and which types of beneficiaries qualify for such support. It is important since in some voivodships the actions are addressed only to public administration and entrepreneurs cannot apply for financial support for RES. In the process of applying within a particular Regional Operational Programme, the decisive factor is played by the location of the investment (sometimes it also happens that the prerequisite is also that the applicant has the seat in the territory of the voivodship in question).

Depending on the region, the funding will be dedicated to different types of RES with low installed capacity of a power plant or a unit, as well as to distribution networks which allow for connecting RES to the power grid.

When distributing financial resources in regions, the specialization of the particular voivodship may be of key importance. "Environment and energy" will be crucial, for example, for the voivodships: kujawsko-pomorskie, lubuskie, małopolskie, mazowieckie, opolskie, pomorskie, śląskie and świętokrzyskie.

### 4 Finansowanie energetyki wiatrowej w ramach Programu Operacyjnego Inteligentny Rozwój

Program Operacyjny Inteligentny Rozwój (PO IR) koncentrował się będzie na wspieraniu B+R oraz innowacji. Sektor OZE, podobnie jak inne sektory gospodarki może być potencjalnym beneficjentem środków dystrybuowanych w ramach dwóch najważniejszych dla przedsiębiorców osi priorytetowych Programu, tj:

### Financing the wind energy sector within the Operational Programme Intelligent Development

The Operational Programme Intelligent Development (OPID) will focus on supporting R&D and innovation. The RES sector, just like the other sectors of the economy, may be a potential beneficiary of funds distributed within the two priority axes which are the most important for entrepreneurs, i.e.:

- Wsparcie prowadzenia prac B+R przez przedsiębiorstwa oraz konsorcja naukowo-przemysłowe;
- Wsparcie innowacji w przedsiębiorstwach.

Oś priorytetowa pierwsza jest skoncentrowana na wspieraniu projektów B+R prowadzących do uzyskania takiego stopnia rozwoju technologii / procesu / produktu, aby możliwa lub wysoce prawdopodobna była ich komercjalizacja.

Druga oś koncentruje się głównie na wsparciu dla wdrożeń wyników prac badawczo – rozwojowych.

W przypadku energetyki wiatrowej, pomoc z PO IR przeznaczona będzie raczej na rozwój i wdrażanie do produkcji komponentów i systemów OZE, gdyż nie ma tu możliwości uruchamiania instalacji, co jest właściwe dla pomocy płynącej z POLIS<sup>3</sup>.

## 5 Finansowanie energetyki wiatrowej w ramach programu BOCIAN – dofinansowanie na instalację odnawialnych źródeł energii<sup>4</sup>

W tym programie, pomoc na rozwój odnawialnych źródeł energii będzie udzielana w formie pożyczki. Największa intensywność dofinansowań jest przeznaczona na systemy fotowoltaiczne, biogazownie, dopiero w następnej kolejności opieką zostanie objęte pozyskiwanie energii z wód geotermalnych, małych elektrowni wodnych oraz elektrowni wiatrowych (do mocy 3 MW). Łącznie na dofinansowanie jest przeznaczona kwota 420 mln zł. Pożyczka w wysokości od 2 do 40 mln zł będzie udzielana na okres nie dłuższy niż 15 lat liczony od daty pierwszej planowanej wypłaty transzy pożyczki, a okres karencji będzie liczony od daty wypłaty ostatniej transzy pożyczki, lecz nie dłuższej niż 18 miesięcy od daty zakończenia realizacji przedsięwzięcia. Niestety finansowanie nie może być przyznane przedsięwzięciom, które otrzymały dofinansowanie z innych programów priorytetowych NFOŚiGW. Preferencyjne oprocentowanie pożyczki w skali roku wynosi WIBOR 3 M – 100 pkt bazowych, nie mniej niż 2%, a odsetki z tytułu oprocentowania spłacane są na bieżąco w okresach kwartalnych. Pierwsza spłata na koniec kwartału kalendarzowego, następującego po kwartale, w którym wypłacono pierwszą transzę środków. W programie nie planuje się instrumentu umarzania pożyczek.

Przedsiębiorcy mają możliwość realizacji inwestycji na terenie całej Polski, gdyż lokalizacja przedsięwzięcia nie ma wpływu na kryteria przyznawania pożyczki.

- Support for R&D projects conducted by enterprises and science-industrial consortia;
- Support for innovation in enterprises.

The first priority axis will focus on supporting R&D projects which will lead to achieving such a level of development of technology / process / product, that its commercialization becomes certain or highly probable. The second axis will focus mostly on supporting implementations of results of research and development projects.

In the case of the wind energy sector, the aid from OPID will be allocated rather to developing and putting RES components and systems into production because in this case there is no possibility of launching installations, which is relevant for the aid coming from OPIE<sup>3</sup>.

## Financing the wind energy sector within the BOCIAN programme – subsidies for installation of renewable energy sources<sup>4</sup>

Within this programme, the aid for the development of renewable energy sources will be granted in a form of a loan. The highest intensity of subsidies will be allocated to photovoltaic and biogas systems, and later to obtaining energy from geothermal waters, small hydroelectric power plants and wind power plants (up to 3 MW). The total of PLN 420 million has been assigned for subsidies. A loan in the amount of PLN 2 to 40 million will be granted for the period not longer than 15 years from the date of the planned payment of first advance of the loan, and the grace period will be calculated from the date of payment of the last advance of the loan, however not longer than 18 months from the date of completing the project. Unfortunately, financing cannot be granted to projects which have received funds from other NFEP&WM priority programmes.

The preferential interest rate on the loan per annum is 3 M – 100 of WIBOR base points, however not less than 2% and the interest is paid on regular basis after each quarter. The first payment at the end of the calendar quarter is made after the quarter in which the first advance of the loan was paid. The programme does not assume remission of the loans.

Entrepreneurs have the right to execute investment projects in the territory of whole Poland as the location of the project does not influence the criteria of granting the loan.

<sup>3</sup> Projekt Programu Operacyjnego Inteligentny Rozwój 2014–2020.

<sup>4</sup> Program BOCIAN – Rozproszone, odnawialne źródła energii, NFOŚiGW.

<sup>3</sup> Draft of the Operational Programme Intelligent Development 2014–2020.

<sup>4</sup> BOCIAN Programme – Spread renewable energy sources, NFEP&WM.

## 6 Horizon 2020 – Wyzwania społeczne, program bezpieczna, czysta i efektywna energia

Przedsiębiorcy, którzy posiadają zdolność do zbudowania konsorcjum międzynarodowego mogą śmiało ubiegać się o środki dystrybuowane bezpośrednio z budżetu Unii Europejskiej w ramach Programu Horizon 2020, który jest następcą 7 Programu Ramowego.

Nacisk położony będzie na projekty demonstracyjne z zakresu innowacyjnych instalacji stałych na wodach o głębokości od 30 do 50 m oraz nowoczesnych koncepcji wiatrowych turbin pływających (Demonstration of renewable electricity and heating/cooling technologies).

Projekty zakładać powinny realizację badań i rozwoju przenoszących daną technologię z poziomu 5–6 TRL (Technology Readiness Level) do poziomu 6-7 TRL. Czyli z poziomu technologii zweryfikowanej lub zdemontowanej w środowisku zbliżonym do rzeczywistego do demonstracji w warunkach zbliżonych do rzeczywistych lub warunkach operacyjnych.

Rekomendowana przez Komisję Europejską wysokość wnioskowanego wsparcia, wynosić powinna od 5 do 20 mln euro, jednak indywidualne projekty, mogą ubiegać się także o inne, adekwatne dla projektu sumy. Oczekuje się, iż realizacja dofinansowanych projektów odniesie jeden lub więcej z wymienionych poniżej ogólnych skutków:

- Obniżenie kosztów produkcji energii odnawialnej poprzez zwiększanie wydajności technologii, zmniejszenie kosztów produkcji, zmianę czasu i kosztów instalacji, zmniejszenie kosztów eksploatacji i utrzymania oraz zwiększenie niezawodności i żywotności technologii.
- Ograniczenie wpływu na środowisko.
- Poprawa bezpieczeństwa energetycznego UE.
- Bardziej przewidywalne i przyjazne dla sieci wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, pozwalające na zwiększenie ilości źródeł odnawialnych przyłączonych do sieci.
- Pielęgnowanie rozwoju potencjału przemysłowego do produkcji komponentów i systemów OZE oraz otwarcie nowych możliwości.
- Wzmacnianie europejskiej bazy technologicznej, a tym samym wzrostu gospodarczego i tworzenia miejsc pracy w Europie.
- Przyczynianie się do rozwiązania globalnych wyzwań energetycznych i klimatycznych<sup>5</sup>.

Powyższy przegląd ma charakter orientacyjny, wskazuje główne trendy i ścieżki oraz nie zamyka listy działań, w ramach których, w latach 2014–2020 o dofinansowanie aplikować będą mogły przedsiębiorstwa z sektora energetyki wiatrowej. Wydaje się jednak, że mogą to być najważniejsze instrumenty wsparcia dla tego sektora. Należy pamiętać, iż możliwość uzyskania pomocy publicznej zależy od wielu różnych czynników, w tym od zakresu planowanego projektu, a możliwości wsparcia dobierane są do konkretnych planów inwestycyjnych, a nie odwrotnie.

<sup>5</sup> <http://ec.europa.eu/research/participants/portal/desktop/en/opportunities/h2020/topics/1142-lce-03-2015.html>.

## Horizon 2020 – Social challenges, safe, clean and efficient energy programme

Entrepreneurs with the ability to form an international consortium can easily apply for funds distributed directly from the European Union budget within the Horizon 2020 Programme, which is the successor of the 7<sup>th</sup> Framework Programme.

Emphasis will be placed on demonstration projects in the area of innovative permanent installations in waters with the depth from 30 to 50 m, and modern concepts of floating wind turbines (Demonstration of renewable electricity and heating/cooling technologies).

The projects should assume conducting research and development which would shift a given technology from 5–6 TRL (Technology Readiness Level) to 6–7 TRL. So, from the level of technology verified or demonstrated in the environment resembling reality to demonstration in conditions resembling reality or in operating conditions.

The value of the support in applications recommended by the European Commission should amount to EUR 5 to 20 million, however, individual projects can also apply for other sums adequate to the project.

It is expected that the execution of the subsidized projects will bring one or more of the general consequences presented below:

- Lowering the cost of producing renewable energy by increasing the efficiency of the technology, decreasing production costs, changing the time and cost of installation, lowering operation and maintenance costs, and increasing the reliability and durability of the technology.
- Limiting the impact on the environment.
- Improving energy security of the EU.
- More predictable and more grid-friendly electrical energy production from renewable resources allowing for increasing the quantity of renewable sources connected to the grid.
- Cultivating the development of the industrial potential to produce RES components and systems and opening new opportunities.
- Strengthening the European technological base and thus facilitating the economic growth and creating new workplaces in Europe.
- Contributing to the solution of the global energy and climate challenges<sup>5</sup>.

The above overview is only a rough guide and it shows main trends and paths. It does not close the list of actions within which 2014–2020 funds can be applied for by companies from the wind energy sector. It seems, however, that they may be the most important instruments of support for this sector. It must be remembered that the possibility of obtaining state aid depends on many factors, including on the scope of the planned project, and the possibilities of support will be selected for individual investment plans and not the other way around.

<sup>5</sup> <http://ec.europa.eu/research/participants/portal/desktop/en/opportunities/h2020/topics/1142-lce-03-2015.html>.





część / part

Ograniczenia i perspektywy biznesowe

Business limitations and perspectives

## 1 Bariery inwestycyjne – Polska na tle UE

### 1.1 Niestabilność i niepewność prawa

Polska do tej pory nie wprowadziła wszystkich przepisów niezbędnych do wykonania dyrektywy 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, mimo że w ciągu ostatnich czterech lat ustawa Prawo energetyczne była zmieniana trzynastie razy, a pierwszy projekt ustawy kompleksowo regulujący wyłącznie kwestie energetyki odnawialnej został przedstawiony niemal trzy lata temu. Pomimo szerokich konsultacji społecznych i międzyresortowych dotyczących pierwszego projektu, przed rokiem Ministerstwo Gospodarki zaprezentowało nowy projekt zmieniający system wsparcia na tzw. system aukcyjny. Prace nad projektem ustawy na etapie rządowym zakończyły się w czerwcu 2014 r., obecnie nad nią pracuje Sejm. Szerzej o zakresie projektowanych regulacji piszemy w części dotyczącej uwarunkowań prawnych.

Komisja Europejska po bezskutecznych monitach wniosła przeciwko Polsce skargę do Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej w marcu 2013 r. w związku z upływem w dniu 5 grudnia 2010 r. terminu na implementację Dyrektywy 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych. Komisja Europejska domaga się nałożenia na Polskę kary pieniężnej w wysokości ponad 133 tys. euro dziennie, która będzie naliczana po ogłoszeniu wyroku przez Trybunał.

Niestabilność prawa jest jedną z przyczyn obniżenia atrakcyjności inwestycyjnej Polski w zakresie odnawialnych źródeł energii. Potwierdzają to zarówno przeprowadzone przez autorów raportu badania ankietowe gdzie, podobnie jak w roku ubiegłym, za największą barierę inwestycyjną uznano brak regulacji prawnych nowego systemu wsparcia, a także międzynarodowe rankingi – przykładowo przygotowywany przez EY Renewable Energy Country Attractiveness Index<sup>1</sup> wskazuje na spadek pozycji Polski z 23 na 29 miejsce w stosunku do 2013 r. Również rynek europejski odnotował spadek dynamiki przyrostu nowych mocy zainstalowanych wynikający z niepewności względem nowych regulacji w zakresie wsparcia OZE w poszczególnych państwach członkowskich.

### 1.2 Bariery administracyjne

Pod względem formalnych ograniczeń administracyjnych Polska nie wyróżnia się spośród innych państw Unii Europejskiej<sup>2</sup>. Postępowanie od momentu podjęcia

<sup>1</sup> RECAI – Renewable Energy Country Attractiveness Index, Ernst&Young, sierpień 2013 r., nr 38, str. 14; RECAI – Renewable Energy Country Attractiveness Index, Ernst&Young, wrzesień 2014 r., nr 42, str. 14.

<sup>2</sup> Na podstawie „WindBarriers: Administrative and grid Access barriers to wind power”, The European Wind Energy Association, lipiec 2010 oraz Wind Barriers Presentation – Administrative and Grid access barriers, The European Wind Energy Association, kwiecień 2012; Perspektywy rozwoju energetyki wiatrowej, Andrzej Kassenberg, Studia BAS nr 1(29) 2012, str. 226.

## Investment barriers – Poland vs. the EU

### Instability and uncertainty of the law

So far Poland has not implemented all the regulations required to execute the Directive 2009/28/EC on promotion of the use of energy from renewable sources despite the fact that for the last four years the Act Energy Law has been amended thirteen times and the first draft of the Act which comprehensively regulates only the matters of renewable energy was presented almost three years ago. Despite broad public and inter-ministerial consultations concerning the first draft, a year ago the Ministry of the Economy presented a new draft which changes the support scheme into the so-called auction system. The works on the Bill at the government level finished in June 2014 and currently the matter is being discussed by the Sejm. The scope of the planned regulations is described in more detail in the legal section concerning legal conditions.

After unsuccessful reminders, the European Commission filed a complaint against Poland to the Court of Justice of the European Union in March 2013 in relation to the passing of the deadline on December 5, 2010, for the implementation of the Directive 2009/28/EC on promotion of the use of energy from renewable sources. The European Commission demands imposing a pecuniary penalty on Poland in the amount exceeding 133 thousand euro per day, which will be calculated after announcing the verdict of the Court of Justice.

Legal instability is one of the reasons of decreasing the investment attractiveness of Poland in the area of renewable energy sources. It has been confirmed by the surveys conducted by the authors of the Report in which, just like in the previous year, the lack of regulations of the new support scheme was considered the greatest investment barrier, and also by international rankings – for instance the Renewable Energy Country Attractiveness Index<sup>1</sup> prepared by EY has shown a drop in the position of Poland from 23<sup>rd</sup> to 29<sup>th</sup> position in relation to 2013. Also the European market noted a decrease in the growth of dynamics of new installed capacities, which results from the uncertainty concerning new regulations of RES support in individual member states.

### Administrative barriers

In terms of formal administrative limitations Poland is not different than other countries of the European Union<sup>2</sup>. The procedure from the time of the decision to construct

<sup>1</sup> RECAI – Renewable Energy Country Attractiveness Index, Ernst&Young, August 2013, no. 38, p. 14; RECAI – Renewable Energy Country Attractiveness Index, Ernst&Young, September 2014, no. 42, p. 14.

<sup>2</sup> Based on “Wind Barriers: Administrative and Grid Access Barriers to Wind Power”, The European Wind Energy Association, July 2010 and Wind Barriers Presentation – Administrative and Grid Access Barriers, The European Wind Energy Association, April 2012; Development perspectives of Wind Energy, Andrzej Kassenberg, Studia BAS no. 1(29) 2012, p. 226.





Jak przedłużające się prace związane z nowym systemem wsparcia wpływają na proces realizowanych przez Państwa projektów? / How are the delayed works on the new support system affecting your ongoing projects?

4%

Inne / Other

38%

Zamierzamy jak najszybciej zrealizować projekt tak, aby skorzystać on z dotychczasowego modelu wsparcia  
We intend to complete our project as soon as possible so as to take advantage of the current support system

29%

Projekt jest realizowany, ale termin ukończenia ulegnie znacznemu wydłużeniu  
We are continuing with our project but the completion date has been put back to a significantly later date

29%

Projekt został wstrzymany  
Our project has been suspended

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



W portfolio inwestycji GK PGE mamy cztery projekty budowy farm wiatrowych będące w zaawansowanym stadium rozwoju. Z zaplanowanych mocy zostało nam do wybudowania 218 MW, co pozwoli osiągnąć poziom 529 MW do końca 2015 r. Zakładamy, że oddanie farm do eksploatacji w tym czasie umożliwi uzyskanie wsparcia w postaci zielonych certyfikatów na dotychczasowych zasadach, tj. jeden zielony certyfikat za każdą megawatogodzinę w okresie 15 lat. Terminem granicznym jest dla nas przewidywane wejście w życie przepisów nowej ustawy o OZE.

Kolejne 12 projektów o łącznej mocy ok. 800 MW znajduje się we wczesnej fazie przygotowania. Harmonogramy realizacji tych inwestycji zakładają oddanie elektrowni do eksploatacji w latach 2017-2022, a więc w okresie kiedy prawdopodobnie obowiązywać będzie nowy system wsparcia OZE. Decyzje o przystąpieniu do realizacji tych kilkunastu projektów podejmowane będą indywidualnie w oparciu o analizę opłacalności ekonomicznej, mając na uwadze możliwe do uzyskania ceny za energię po wprowadzeniu systemu aukcyjnego. PGE kontynuuje więc proces przygotowania inwestycji do momentu uzyskania pozwolenia na budowę.

W ramach prac nad ustawą o OZE postulujemy wydłużenie terminu, w którym inwestor zobowiązany jest do uzyskania pozwolenia na budowę morskiej farmy wiatrowej (MFW) objętej pozwoleniem na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp z 6 do 16 lat. Z uwagi na złożoność inwestycji, jej innowacyjny charakter oraz przewidywany termin wejścia w życie nowego, aukcyjnego systemu wsparcia OZE, dotrzymanie sześciolatniego terminu jest niemożliwe. Aktualny projekt ustawy o OZE nie przewiduje dedykowanego mechanizmu wsparcia dla projektów morskich. Istnieje zatem ryzyko, że



**Dariusz Marzec**

Wiceprezes Zarządu ds. Rozwoju  
Vice-President of the  
Management Board responsible  
for Development  
Polska Grupa Energetyczna S.A.

PGE Group's investment portfolio includes four advanced-stage wind farm development projects. 218 MW of the total planned capacity is still to be built, which will enable us to reach 529 MW by the end of 2015. We expect the commissioning of the farms at that time to obtain green certificates on the existing principles, i.e. one green certificate for each megawatt hour over a 15-year period. Our time limit is the planned entry into force of the new RES Act.

Additional 12 projects, with the total capacity of approx. 800 MW, are at an early preparations stage. The timeframes for these investments assume commissioning the power plants between 2017-2022, i.e. when the new renewables support system will presumably already be in place. Decisions regarding commencement of these projects will be made case-by-case, based on economic feasibility studies and with consideration given to energy prices following the introduction of the auction system. PGE is therefore continuing to prepare these investments until building permits are secured.

As part of works on the RES Act we propose to extend the period of time during which the investor has to obtain a building permit for an offshore wind farm that is included in the permit for the erection and occupancy of artificial islands from 6 to 16 years. Given the complexity of these investments, their innovative nature and the anticipated date of entry into force of the new auction-based system for the support of renewables, meeting the 6-year deadline is not possible. The current draft of the RES Act does not envision a dedicated support mechanism for offshore projects. This creates a risk that these projects will have to compete in auctions against much cheaper onshore farms. However, we want to retain the possibility of building

tego typu projekty będą musiały konkurować w aukcjach ze znacznie tańszymi farmami lądowymi. Chcemy jednak zachować możliwość budowy MFW w przyszłości, po zaistnieniu korzystnych uwarunkowań rynkowych i regulacyjnych.

offshore wind farms in the future, once favourable market and regulatory conditions arise.

decyzji o budowie elektrowni wiatrowej do jej uruchomienia w całej Unii ma podobny przebieg i opiera się na uzyskaniu dwóch głównych pozwoleń. Pierwsze z nich to pozwolenie na budowę (wydawane średnio w ciągu 65 dni od otrzymania dokumentów), drugie dotyczy natomiast przyłączenia do sieci energetycznej (średni czas oczekiwania na warunki przyłączenia to 150 dni, od otrzymania wniosku).

Do najczęściej wymienianych barier inwestycyjnych w UE zalicza się ponadto procedury związane z uzyskaniem oceny wpływu inwestycji na środowisko oraz z planem zagospodarowania przestrzennego.

Przepisy z zakresu ochrony środowiska – np. ochrona przed hałasem, przed oddziaływaniem pola elektromagnetycznego, ochrona roślin i zwierząt (w szczególności ptaków i nietoperzy), czy też ochrona gleby – stają się często, ze względu na nieostrość regulacji, istotną barierą dla inwestorów, również za sprawą wykorzystujących tę okoliczność licznych organizacji ekologicznych. Diagnoza barier inwestycyjnych uznawanych za najistotniejsze przez uczestników polskiego rynku w dużym stopniu pokrywa się z tendencją europejską. Niemniej, przeprowadzone w bieżącym roku przez autorów Raportu badania ankietowe wskazują, iż kwestie środowiskowe nie są wymieniane wśród najistotniejszych przeszkód w rozwoju rynku wiatrowego w Polsce, co z jednej strony wskazuje na pewną poprawę w tym zakresie, a z drugiej na wzrost znaczenia pozostałych ograniczeń.

Ważnym aspektem regulującym rozwój energetyki wiatrowej w Polsce jest również kształtowanie i prowadzenie polityki przestrzennej na poziomie gmin. Działania te sprowadzają się w szczególności do uchwalenia studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego. Zagospodarowanie przestrzenne na terenie gminy, w tym uwarunkowania lokalizacyjne farm wiatrowych, wiążą się z możliwością składania przez społeczności lokalne wniosków lub zastrzeżeń do zakładanych przez gminę studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania oraz miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego. Ostatnie lata doświadczeń pokazują, że inwestorzy niekiedy spotykają się z protestami społeczności lokalnych przed zlokalizowaniem farm wiatrowych na wybranym obszarze. Protestujący obawiają się pogorszenia komfortu życia, spadku cen nieruchomości, utraty zdrowia itp. Jak wynika z badań jednym z najczęściej wymienianych czynników utrudniających realizację projektów wiatrowych są właśnie konflikty społeczne<sup>3</sup>.

a wind power plant to its launch is similar in all the EU and is based on obtaining two main permits. The first of them is the building permit (issued on average after 65 days of receiving all the documents), the second concerns the connection to the power grid (average waiting time for the connection conditions is 150 days from submitting the application).

The most frequently listed investment barriers in the EU are also procedures connected with obtaining the environmental impact assessment and with the zoning plan.

Environmental protection regulations – e.g. protection against noise, influence of the electromagnetic field, plant and animal protection (in particular of birds and bats), or soil protection – often become, due to unclear regulations, a major barrier for investors, also because of many environmental organizations which make use of this situation.

The diagnosis of the most important barriers in the opinion of the players on the Polish market is largely similar to the tendencies in Europe. However, the surveys conducted this year by the authors of the Report suggest that the environmental matters are not listed among the most important barriers in the development of the wind market in Poland, which may indicate a certain improvement in this area, and the growing importance of the other limitations.

An important aspect which regulates the development of the wind energy in Poland is also shaping and conducting zoning policy at the commune level. These actions are usually focused on adopting the study of zoning conditions and directions. Zoning plans in communes, including locations of wind farms, are connected with the possibility for local communities to submit motions or objections to the study of zoning conditions and directions assumed by a commune and the local zoning plans. Experiences of the recent years show that investors sometimes face the protests of local communities before locations of wind farms in a given area. The protesters fear the decreased comfort of life, lower prices of real estate, loss of health, etc. The research shows that one of the most frequently mentioned factors hindering the execution of wind projects are such social conflicts<sup>3</sup>.

For the projects of offshore wind farms, an important investment barrier is the lack of appropriate legal regulations, the support scheme (both the current one and the assumed in the auction model in the RES Bill)

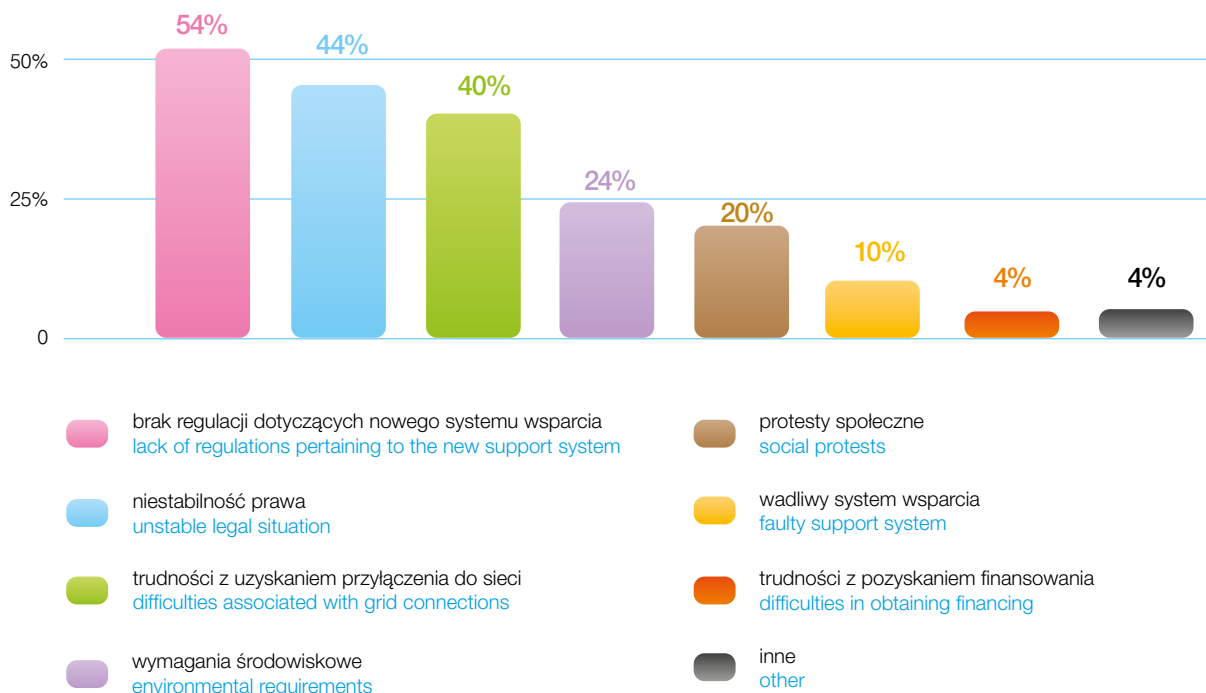
<sup>3</sup> Jak wynika z raportu przeprowadzonego przez Ambiens (czerwiec 2014 r.) zdecydowana większość ankietowanych spotkała się z koniecznością rozwiązywania konfliktów społecznych.

<sup>3</sup> The report by Ambiens (June 2014) shows that the majority of the respondents faced the necessity of solving social conflicts.





Najistotniejsze bariery rozwoju rynku wiatrowego w Polsce w opinii inwestorów (respondenci zostali poproszeni o zaznaczenie dwóch odpowiedzi) / Main barriers for the development of the wind farm market in Poland in the opinion of investors (respondents were asked to select two answers)



\* Źródło: sondaż TPA Horwath, niereprezentatywna próba inwestorów branżowych  
source: TPA Horwath survey, non representative sample group of wind investor

Dla projektów morskich farm wiatrowych istotne ograniczenia inwestycyjne to brak odpowiednich regulacji prawnych, system wsparcia (tak obecny, jak i założony w modelu aukcyjnym projektu ustawy o OZE) niewystarczający do osiągnięcia minimalnej rentowności projektu, niejasne wymagania środowiskowe oraz brak doświadczonych służb administracyjnych, choć ten ostatni aspekt szybko się zmienia. Przykładowo ze złożonych w ciągu ostatnich lat 75 wniosków o wydanie pozwolenia na wznoszenie sztucznych wysp, Ministerstwo Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej wydało 37 pozwoleń (9 z nich zostało opłaconych przynosząc budżetowi dochód w wysokości ponad 104 mln zł)<sup>4</sup>. Istotną barierą w rozwoju podsektora jest także brak unormowań prawnych dotyczących obowiązku przeprowadzenia niezbędnych inwestycji w zakresie rozbudowy infrastruktury sieciowej przystosowanej do odbioru energii z elektrowni zlokalizowanych w polskiej wyłącznej strefie ekonomicznej na Bałtyku.

insufficient for achieving minimum profitability of the project, unclear environmental requirements, and lack of experienced administrative personnel, although the last aspect is quickly changing. For instance, from the 75 applications for the permit to erect artificial islands submitted in the recent years, the Ministry of Transport, Construction and Maritime Economy issued 37 permits (9 of them have been paid for bringing the revenue to the budget in the amount exceeding PLN 104 million)<sup>4</sup>. A major barrier for the development of the subsector is also the lack of legal standards concerning the obligation to conduct necessary investments in the development of the grid infrastructure suitable for taking off energy from power plants located in the exclusive economic zone of Poland in the Baltic.

## 1.3 Rynek energii wiatrowej

Energetyka wiatrowa należy do najszybciej rozwijających się podsektorów energetyki, nie jest jednak rynkiem jednorodnym. Pod względem rozwoju tej branży państwa UE podzielić można na cztery grupy: rynki rozwinięte, rosnące, wschodzące i niewykorzystywane. Podział

### Wind energy market

Wind energy is one of the fastest growing subsectors of the energy sector but it is not, however, a homogenous market. In terms of the development of this sector the EU countries can be divided into four groups: mature, developing, emerging and unused markets. The division

<sup>4</sup> Na podstawie danych Ministerstwa Infrastruktury i Rozwoju.

<sup>4</sup> According to the data of the Ministry of Infrastructure and Development.

oparty został o kryteria łącznej mocy zainstalowanych siłowni wiatrowych, stopień penetracji i potencjał rozwoju rynku. W ostatnim czasie nasiliła się polaryzacja rynku w UE – przyczyną jest umacnianie się dwóch głównych rynków: niemieckiego i brytyjskiego, gdzie w ubiegłym roku powstało aż 45% nowych elektrowni wiatrowych. Według danych EWEA na koniec 2013 roku Polska z mocą zainstalowaną farm wiatrowych 3390 MW zajmowała w UE 8 miejsce. Po Niemczech – 33 730 MW, Hiszpanii – 22 959 MW, Francji – 8 524 MW, Włoszech – 8 551 MW, Portugalii – 4 724 MW, Danii – 4 772 MW i Szwecji – 4 470 MW<sup>5</sup>. Według danych Urzędu Regulacji Energetyki moc zainstalowana farm wiatrowych w Polsce na koniec czerwca 2014 r. wyniosła 3 727 MW.

Wśród nowych państw Unii Europejskiej Polska jest liderem pod względem ilości zainstalowanej mocy turbin wiatrowych. Z analizy przedstawionej przez EWEA<sup>6</sup> wynika, że wysoka liczba przyłączeń w ostatnim czasie paradoksalnie wiąże się z przyspieszeniem realizacji dużej liczby projektów z intencją skorzystania z obowiązującego dotychczas systemu wsparcia. Jednakże nie w czynnikach legislacyjnych należy upatrywać przyczyn atrakcyjności Polski. Kształtuje ją przede wszystkim atrakcyjne położenie geograficzne, ze sprzyjającymi warunkami wietrznymi na wybrzeżu Morza Bałtyckiego oraz w niektórych obszarach w centrum i na południu kraju.

Zwiększenie wykorzystania odnawialnych źródeł energii jest III celem operacyjnym wskazanym w projekcie Polityki energetycznej Polski do 2050 roku (PEP do 2050). W projekcie postuluje się jednak w głównej mierze ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko poprzez zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych oraz obniżenie emisji zanieczyszczeń powietrza, wody i gleby. Rozwój OZE występuje w tym dokumencie w roli drugoplanowej, jako element uzupełniający strategii. Wydaje się, iż zwłaszcza w horyzoncie roku 2050 rola OZE została niedoszacowana, co może wynikać z tendencji do opisywania sprawności i ekonomiki generacji w źródłach odnawialnych według stanu współczesnego zaawansowania technologicznego poszczególnych typów OZE. Tego rodzaju „prezentyzm” nie uwzględnia bardzo szybkiego postępu, zwłaszcza technologii wiatrowych, w stronę grid parity i najtańszych źródeł mocy. Długoterminowe planowanie polskiego miksu energetycznego powinno zakładać znacznie większy udział OZE, w szczególności po 2030 r. Przyjęcie niskich założeń rozwojowych podsektora OZE w strategii energetycznej państwa można oceniać w kategoriach politycznych – jest w istocie przejawem konserwatywnego i zachowawczego podejścia władz do krajowego systemu energetycznego. Nie odmawiając politykom prawa do poglądów należy jednak postawić pytanie, na ile takie założenia są realistyczne z punktu widzenia stanu współczesnej wiedzy.

has been based on the criteria of the total installed capacity of wind power plants, market penetration and market development potential. In the recent time the polarization of the EU market has been felt more strongly – the reason was the growing position of the two major markets: in Germany and in Great Britain, where in the previous year 45% of new wind power plants were built. According to the data by EWEA, at the end of 2013, Poland with the installed capacity of wind farms at 3,390 MW was 8th in the European Union after Germany – 33,730 MW, Spain – 22,959 MW, France – 8,524 MW, Italy – 8,551 MW, Portugal – 4,724 MW, Denmark – 4,772 MW and Sweden – 4,470 MW<sup>5</sup>. According to the data of the Energy Regulatory Office URE, the installed capacity of wind farms in Poland at the end of June 2014 was 3,727 MW.

Among the new member states of the European Union, Poland is the leader in terms of the installed capacity of wind turbines. The analysis presented by EWEA<sup>6</sup> shows that the high number of connections in the recent time is paradoxically connected with the faster execution of a large number of projects due to the intention of using the currently existing support scheme. However, the reasons for the attractiveness of Poland cannot be found in legislative factors. This is shaped, above all, by the attractive geographical location with favorable wind conditions on the coast of the Baltic Sea and in some areas of Central and Southern Poland.

The increased use of renewable energy sources is the 3rd operational objective indicated in the draft of the Polish Energy Policy until 2050 (PEP until 2050). The draft in particular calls for the limitation of the impact of energy on the environment through decreasing emissions of greenhouse gases and lowering the emissions of pollutants of air, water and soil. The development of RES plays the secondary role in this document, as it only supplements the strategy. It seems that especially in the perspective of 2050 the role of RES has been underestimated, which may result from the tendency to describe the efficiency and economics of generation in renewable sources according to the state of today's technological advancement of individual RES types. This type of “presentism” does not take into account the rapid progress, especially of wind technologies, towards the grid parity and the cheapest sources of energy. Long-term planning of Polish energy mix should assume a much higher share of RES, in particular after 2030. Adopting low development assumptions of the RES subsector in the national energy strategy may be assessed in political categories – it is actually an example of conservative and behavioral approach of authorities to the public power system. Not to deny the politicians the right to have their own opinions, but a question should be asked how realistic such assumptions are from the point of view of contemporary knowledge.

<sup>5</sup> „Wind in power. 2013 European statistics”, EWEA, luty 2014, str. 4.

<sup>6</sup> Raport EWEA „Wiatr ze wschodu. Wschodzące europejskie rynki energetyki wiatrowej” luty 2013, str.7.

<sup>5</sup> “Wind in power, 2013 European statistics”, EWEA, February 2014, p. 4.

<sup>6</sup> EWEA Report “Eastern winds, Emerging European wind power markets” February 2013, p.7.



W ostatnich latach wszystkie projekty inwestycyjne realizowane w Grupie PGE, w tym projekty wiatrowe, finansowane są ze środków własnych i środków zewnętrznych. Pozyskujemy je na poziomie spółki holdingowej, czyli PGE Polskiej Grupy Energetycznej, a następnie redystrybuujemy w formie instrumentów wewnątrzgrupowych spółkom realizującym inwestycje. Tak pozyskiwane finansowanie jest tańsze w stosunku do ofert project finance dla poszczególnych projektów wiatrowych, dlatego obecnie nie finansujemy projektów OZE w formule projektowej. Incydentalne przypadki takiego finansowania dla realizacji projektów wiatrowych były efektem zaangażowania w finansowanie dotacji lub funduszy środowiskowych, które przełożyły się na atrakcyjną ofertę finansowania. Nie są to jednak typowe mechanizmy project finance.

Oferta rynku dla finansowania projektów wiatrowych jest ograniczona i droższa od finansowania korporacyjnego pozyskiwanego na bilansie spółki. Największy wpływ na to ma niepewność regulacyjna związana z niezakończonym procesem procedowania ustawy o OZE i ostatecznym kształtem systemu wsparcia.



**Magdalena Bartoś**

Dyrektor Zarządzająca ds.  
Ekonomiczno-Finansowych  
Chief Financial Officer  
Polska Grupa Energetyczna S.A.

All of PGE Group's investment projects in recent years, including wind farms, have been financed using own and external funds. We raise capital at holding company-level, i.e. PGE Polska Grupa Energetyczna, and subsequently redistribute it using intra-group instruments to the companies executing specific investments. This type of financing is less expensive than project finance for individual wind energy projects therefore we do not use project finance for renewables projects. The rare events in which we used project finance in wind energy investments resulted from using grants or environmental funds as part of the financing, which made it a more attractive form of financing. These are not, however, regular project finance mechanisms.

The offerings for financing wind energy projects that are available on the market are limited and more expensive than financing raised on the company's balance sheet. This is mostly the result of regulatory uncertainty connected with the still on-going process of shaping the RES Act and the eventual form of the renewables support system.

## 1.4 Finansowanie projektów<sup>7</sup>

Zasady finansowania projektów wiatrowych w Unii Europejskiej oraz pozostałych krajach Europy Środkowej i Wschodniej są zbliżone i podlegają podobnym kryteriom dla całego regionu. Polska była i nadal jest uważana za jeden z najbardziej atrakcyjnych rynków z perspektywy oceny ryzyka przez instytucje finansujące<sup>8</sup>. Według szacunków banku DnB Nord, wartość inwestycji w polskie farmy wiatrowe przekroczyła 18 mld zł i powinna wzrosnąć do kwoty 86 mld zł w 2020 r.<sup>9</sup> W znacznym stopniu inwestycje te zostaną pokryte ze środków zewnętrznych, tj. z kapitału banków komercyjnych, międzynarodowych instytucji finansowych oraz funduszy europejskich. O źródłach finansowania inwestycji ze środków pochodzących z budżetu Unii Europejskiej piszemy szerzej w rozdziale 3 dotyczącym pomocy publicznej. W tym rozdziale przedstawiamy podstawowe kryteria finansowania przez banki komercyjne oraz międzynarodowe instytucje finansowe.

## 1.5 Banki komercyjne

Spośród banków najbardziej zaangażowanych w finansowanie projektów wiatrowych wymienić należy państwowe Bank Ochrony Środowiska BOŚ-Bank i PKO BP oraz banki komercyjne Raiffeisen Bank Polska, BGŻ (grupa

### Financing projects<sup>7</sup>

Rules of financing wind projects in the European Union and other countries of Central and Eastern Europe are similar and they are subject to similar criteria for the whole region. Poland was and still is considered to be one of the most attractive markets from the perspective of risk assessment conducted by financial institutions<sup>8</sup>. According to the estimates of DnB Nord bank, the value of investments in Polish wind farms exceeded PLN 18 billion and it should increase to the amount of PLN 86 billion in 2020<sup>9</sup>. In majority the investments will be covered from external funds, i.e. the capital of commercial banks, international finance institutions and European funds. The sources of financing of investments from the resources of the European Union budget have been described more broadly in Chapter 3 devoted to the state aid. In this Chapter we are going to present basic criteria of financing by commercial banks and international finance institutions.

### Commercial banks

Among the banks most involved in financing wind projects, worth mentioning are the state-owned Bank Ochrony Środowiska BOŚ-Bank and PKO BP, commercial banks: Raiffeisen Bank Polska, BGŻ (BNP

<sup>7</sup> Na podstawie: „Eastern winds, Emerging European wind power markets, European Wind Energy Association”, luty 2013.

<sup>8</sup> RECAI – Renewable Energy Country Attractiveness Index, Ernst&Young, wrzesień 2014 r., nr 42, s. 14.

<sup>9</sup> Renewable Energy Sources – Electricity Report – Poland, grudzień 2013, s. 21.

<sup>7</sup> Based on: “Eastern winds, Emerging European wind power markets, European Wind Energy Association”, February 2013.

<sup>8</sup> RECAI – Renewable Energy Country Attractiveness Index, Ernst&Young, September 2014, no. 42, p. 14.

<sup>9</sup> Renewable Energy Sources – Electricity Report – Poland, December 2013, p. 21.

BNP Paribas), PeKaO S.A. (grupa Unicredit) oraz DnB Nord Polska. Kilka projektów było finansowanych przy udziale podmiotów zagranicznych takich jak NordLB, Commerzbank oraz KBC<sup>10</sup>. W dużym uproszczeniu oferta wymienionych instytucji dla sektora energetyki wiatrowej to finansowanie średnio ok. 70% sumy nakładów inwestycyjnych przy około 15-letnim okresie kredytowania i zróżnicowanym układzie poręczeń. Z oczywistych względów banki nie oferują jeszcze produktów adresujących aukcyjny system wsparcia OZE, koncentrując się na projektach realizowanych w systemie zielonych certyfikatów. Ryzyko regulacyjne dotyczące momentu zakończenia wsparcia w systemie świadectw pochodzenia z końcem 2015 r. sprawia, iż z miesiąca na miesiąc dostępność instrumentów finansowych spada, co powinno ulec zmianie, jeżeli termin realizacji inwestycji certyfikatowych zostałby przedłużony w finalnym brzmieniu ustawy o OZE. Tym niemniej, przy założonym w obecnym kształcie ustawy mechanizmie przejściowym, zapowiadającym kilkunastomiesięczną wyrwę pomiędzy zakończeniem realizacji inwestycji opartych na certyfikatach i rozpoczęciem procesu budowlanego projektów pochodzących z aukcji, należy oczekiwać całkowitego spadku podaży produktów finansowych dla sektora w tym czasie.

Po wejściu w życie systemu aukcyjnego projekty wygrywające aukcje powinny z kolei cieszyć się nie tylko sporym zainteresowaniem ze strony banków, ale też z obniżeniem kosztów kredytu wynikającym z niższej marży banków. Obniżenie marż powinno wynikać po pierwsze z niższego ryzyka kredytowego instytucji finansujących projekty aukcyjne, których źródłem przychodów będzie w istocie rodzaj taryfy stałej. Po drugie, inwestycje tego typu ukształtują dla banków rynek wysokokonkurencyjny, ponieważ z jednej strony będą dla nich ponadprzeciętnie bezpieczne i atrakcyjne, podczas gdy jak najniższy koszt kapitału stanowić będzie jeden z kluczowych czynników sukcesu (wygrania aukcji).

Zgodnie z dotychczasową praktyką oceny wniosków kredytowych, najważniejszymi kryteriami branymi pod uwagę przez banki komercyjne są:

- lokalizacja – projekt powinien się znajdować w regionie o wysokim potencjale wietrzności potwierdzonym minimum rocznym pomiarem odpowiedniej jakości;
- reputacja dewelopera – powinien być już obecny na lokalnym rynku oraz wykazywać się możliwie szerokim doświadczeniem projektowym;
- wkład własny – od 20 do 30% wartości projektu, jednak wskaźnik rośnie wraz ze wzrostem kosztu długu. możliwość uzyskania skutecznych zabezpieczeń, w tym poręczeń;
- jakość przygotowania projektu (w tym pozwolenia i decyzje administracyjne, umowy – w tym dotyczące praw do gruntów oraz przyłączeniowe oraz pozostała i niezbędna dokumentacja);

<sup>10</sup> „Energia wiatrowa w Polsce. Przewodnik dla inwestorów”, sierpień 2012, s. 16.

Paribas Group), PeKaO S.A. (Unicredit Group) and DnB Nord Polska. Several projects have been financed with the participation of foreign entities such as NordLB, Commerzbank and KBC<sup>10</sup>. In simple terms, the offer of the aforementioned institutions for the wind energy sector refers to financing approximately 70% of the total investment outlays with 15-year period of crediting and a diversified structure of guarantees. For obvious reasons banks still do not offer products addressing the auction system of RES support and they concentrate on projects executed in the system of certificates of origin. The legislative risk referring to the moment of terminating the support in the system of certificates of origin at the end of 2015 causes that month after month the availability of financial instruments is decreasing, which should change if the term of certificate investments would be extended in the final shape of the RES Act. Nevertheless, with the transition mechanism assumed in the current shape of the Act, which forecasts over a dozen-month break between closing the investments based on certificates and starting the construction process of auction-based projects, one can expect a complete lack of supply of financial products for the sector during that time.

After the implementation of the auction system, the projects which win auctions should enjoy not only significant interest of the banks but also decreased costs of credit, which will result from the lower margins of the banks. Lowering the margins should, first of all, result from the lower credit risk of the institutions financing auction projects, whose source of revenue will actually be a kind of a fixed tariff. Secondly, investment of that type will create a highly-competitive market for the banks because on the one hand they will be really secure and attractive for them, while the lowest possible cost of the capital will be one of the key factors of success (winning the auction).

According to the current practice of assessing credit applications, the most important criteria taken into account by commercial banks are:

- location – project should be located in the region with high wind potential confirmed by minimum one-year-long measurement of appropriate quality;
- developer's reputation – should already exist on the local market and present as extensive project experience as possible;
- own capital – from 20 to 30% of the project value, however, the indicator is growing together with the growing debt cost, the possibility of obtaining effective collaterals, including guarantees;
- the quality of the prepared project (including permits and administrative decisions, contracts – including those concerning rights to the land and the connection and necessary documentation);

<sup>10</sup> "Wind Energy in Poland. Guidebook for Investors", August 2012, p. 16.



- sprzęt – preferowana jest technologia dostarczana przez renomowanych producentów i zapewniająca najlepsze parametry w zakresie sprawności wytwarzania i oddziaływania na środowisko dla danej lokalizacji;
- umowa sprzedaży energii (PPA) – wzorcowy projekt powinien posiadać PPA na min. 4-6 lat;
- umowa sprzedaży certyfikatów (CPA) – jeśli jest.

- equipment – preferred technology supplied by renowned manufacturers and guaranteeing the best parameters in terms of efficiency and environmental impact for the particular location;
- Power Purchase Agreement (PPA) – the best project should have the PPA for min. 4-6 years;
- Certificates Purchase Agreement (CPA) – if it exists.

## 1.6 Międzynarodowe instytucje finansowe

Banki komercyjne odgrywają dominującą rolę w kredytowaniu małych i średnich projektów wiatrowych. Duże projekty finansowane są częściej przez międzynarodowe instytucje finansowe. Na obszarze Europy Środkowej i Wschodniej szczególnie aktywnymi instytucjami są: Europejski Bank Inwestycyjny (EBI), Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju (EBOiR) oraz Nordycki Bank Inwestycyjny (NIB) oraz Międzynarodowa Korporacja Finansowa (IFC).

Finansowanie udzielone przez międzynarodowe instytucje finansowe cechuje zwykle dłuższy okres kredytowania, a niekiedy także nieco niższy koszt finansowania w porównaniu do oferty banków komercyjnych.

### International finance institutions

Commercial banks are playing the dominating role in crediting small and medium wind projects. Large projects are more often financed by international finance institutions. In Central and Eastern Europe the most active institutions are: the European Investment Bank (EIB), European Bank for Reconstruction and Development (EBRD), Nordic Investment Bank (NIB) and International Finance Corporation (IFC).

Financing offered by international finance institutions is characterized by longer term of the crediting and sometimes slightly lower costs of financing in comparison with the offer of commercial banks.



Jaka jest w Państwa opinii aktualna wartość projektu wiatrowego z pozwoleniem na budowę w dobrej lokalizacji (powyżej 2 800 MWh/MW/rok)? / In your opinion what is the current value of a wind farm project together with a building permit in a good location (more than 2,800 MWh/MW/year)?

21%

powyżej 170.000 EUR/MW  
more than 170,000 EUR/MW

10%

od 100.000 do 120.000 EUR/MW  
from 100,000 to 120,000 EUR/MW

37%

od 150.001 do 170.000 EUR/MW  
from 150,001 to 170,000 EUR/MW

32%

od 120.001 do 150.000 EUR/MW  
from 120,001 to 150,000 EUR/MW

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

## 2 Elementy procesu inwestycyjnego

Kluczowe elementy procesu budowy farmy wiatrowej to przede wszystkim: wybór właściwej lokalizacji, uzyskanie praw do terenu pod inwestycję, otrzymanie decyzji środowiskowej, zawarcie umowy przyłączeniowej, uzyskanie pozwolenia na budowę elektrowni i przyłączenia do sieci. Z przeprowadzonych przez autorów raportu badań wynika, iż sam okres przygotowania projektu do momentu rozpoczęcia prac budowlanych może wynosić od ok. 4 do ok. 6 lat, przy czym dolna granica tego przedziału dotyczy projektów o bardzo małej mocy. Mediana kształtuje się w okolicach 4-5 lat. Czynniki, które w największym stopniu spowalniają proces przygotowania i realizacji inwestycji są złożoność procedur administracyjnych oraz nieostrość lub niepewność regulacji prawnych. W roku 2014, podobnie jak w latach poprzednich, do najpoważniejszych barier inwestycyjnych należy przedłużający się brak regulacji dotyczących nowego systemu wsparcia (ustawa o OZE). Paradoksalnie, ten sam czynnik przyspieszył pracę nad rozpoczętymi inwestycjami, których celem jest uzyskanie wsparcia na obecnych zasadach, tj. zanim wejdzie w życie zaprojektowany w oczekiwanej ustawie o OZE model aukcyjny.

## Elements of the investment process

The key elements of the process of constructing a wind farm are above all: selecting the appropriate location, obtaining the rights to the land for the investment, obtaining the environmental decision, concluding the connection contract, obtaining the permit for building and connection to the grid. The research conducted by the authors of the Report shows that just the period of preparing the project until the moment of commencing construction works may last approximately from 4 to 6 years, whereas the lower limit of this range applies to the projects with very low capacity. The media is within the range of 4-5 years.

The factors which have the biggest impact on slowing down the process of preparing and executing investments are the complexity of administrative procedures and unclear or uncertain legal regulations. In 2014, just like in the previous years, the most important investment barrier is the prolonging lack of regulations concerning the new support scheme (the RES Act). Paradoxically the same factor speeded up the works on the already started investments whose aim is to obtain support according to the current rules, i.e. before coming into force of the drafted auction model in the planned RES Act.



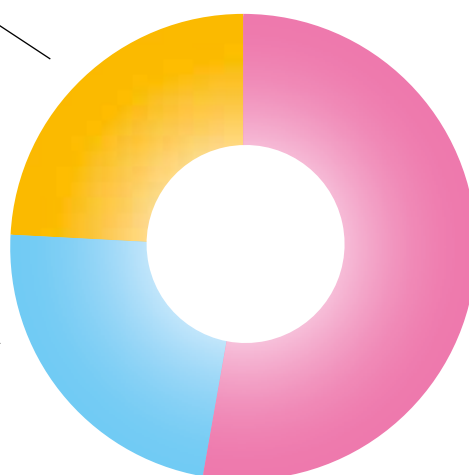
Jaki jest w Państwa przypadku średni okres przygotowania inwestycji (liczony od rozpoczęcia przygotowań formalnych do uzyskania pozwolenia na budowę)? / How long is in your case the average investment preparation time (from the start of formal preparations to obtaining a building permit)?

24%

powyżej 6 lat  
more than 6 years

23%

od 5 do 6 lat  
between 5 and 6 years



53%

od 4 do 5 lat  
between 4 and 5 years

\*\_źródło: sondaż TPA Horwath, niereprezentatywna próba inwestorów branżowych  
source: TPA Horwath survey, non representative sample group of wind investors

## 2.1 Etapy przygotowania i realizacji inwestycji

## Stages of preparing and executing the investment



Typowe etapy przygotowania i realizacji inwestycji:

Typical Investment Development and Implementation Stages:

### Lokalizacja inwestycji Location of the investment

- |   |   |  |
|---|---|--|
| 1 | <p>Wybór lokalizacji farmy wiatrowej, w tym:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• wstępna analiza możliwości pozyskania gruntów pod farmę i infrastrukturę (zawarcie umów przedwstępnych uprawniających do dysponowania gruntami),</li> <li>• wstępna analiza uwarunkowań środowiskowych,</li> <li>• wstępne konsultacje z władzami lokalnymi.</li> </ul>   | <p>Selection of the location for a wind farm, including:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• preliminary analysis of the possibility of obtaining land for the farm and infrastructure (concluding preliminary contracts which entitle to administer the land),</li> <li>• preliminary analysis of environmental conditions,</li> <li>• preliminary consultations with local authorities.</li> </ul>  |
| 2 | <p>Analiza możliwości budowy farmy wiatrowej w wybranej lokalizacji, w tym:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• analiza aktualnych uwarunkowań zagospodarowania przestrzennego,</li> <li>• wstępna analiza możliwości przyłączenia do sieci elektroenergetycznej oraz analiza przebiegu tras kablowych,</li> <li>• wstępna analiza warunków budowlanych oraz infrastruktury drogowej,</li> <li>• wstępny audyt ekologiczny/screening.</li> </ul> | <p>Analysis of the possibility of constructing a wind farm in the selected location, including:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• analysis of the existing zoning conditions,</li> <li>• preliminary analysis of the possibility of a connection to the power grid and the analysis of the cable routes,</li> <li>• preliminary analysis of construction conditions and road infrastructure,</li> <li>• preliminary ecological audit /screening.</li> </ul> |
| 3 | <p>Uzyskanie akceptacji dla budowy farmy u władz lokalnych.</p>   | <p>Obtaining approval for the farm construction from local authorities.</p>  |
| 4 | <p>Przeprowadzenie konsultacji społecznych i uzyskanie akceptacji lokalnej ludności.</p>  | <p>Conducting social consultations and obtaining approvals of the local community.</p>   |
| 5 | <p>Wykonanie lub aktualizacja planu zagospodarowania przestrzennego, albo uzyskanie decyzji o warunkach zabudowy.</p>   | <p>Drawing up or updating of the zoning plan or obtaining a decision on land development.</p>  |

### Analiza opłacalności Profitability analysis

- |   |  |   |
|---|--|---|
| 6 | <p>Przeprowadzenie badań pomiarowych parametrów wietrznych, w tym:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• uzyskanie decyzji o warunkach zabudowy dla masztu pomiarowego (jednego lub więcej),</li> <li>• budowa masztu (-ów) i zbieranie danych w okresie minimum 1 roku.</li> </ul> | <p>Conducting the measurement study of wind parameters, including:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• obtaining a decision on land development for a measurement mast (one or more),</li> <li>• erecting the mast(s) and gathering data in the period of minimum 1 year.</li> </ul> |
| 7 | <p>Analiza pomiarów wietrzności, wielowariantowy dobór turbin, oszacowanie produktywności, określenie lokalizacji poszczególnych turbozespołów.</p>  | <p>Analysis of wind measurements, multi-variant selection of turbines, performance estimation, defining the siting of particular turbine sets.</p>  |
| 8 | <p>Analiza wykonalności i analiza kosztów przyłączenia do sieci.</p>   | <p>Analysis of feasibility and costs of grid connection.</p>  |
| 9 | <p>Opracowanie wstępnego biznesplanu.</p>  | <p>Drawing up a preliminary business plan.</p>  |

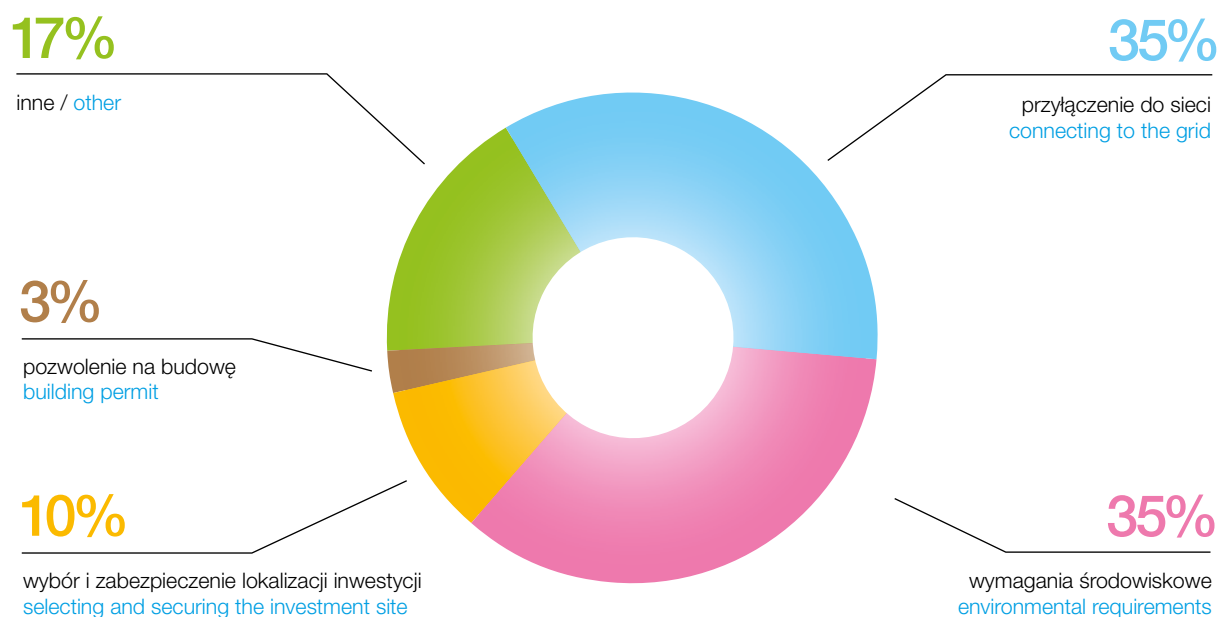
10	Wystąpienie o warunki przyłączenia do sieci (Opracowanie przez OSD/OSP ekspertyzy wpływu farmy wiatrowej na krajowy system elektroenergetyczny).	Applying for conditions for connection to the grid (A study by OSD/OSP [Distribution/Transmission System Operator] of the impact of the wind farm on the public power system).
11	Uzyskanie prawa do dysponowania gruntem.	Obtaining the right to administer the land.
12	Uzyskanie warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej.	Obtaining the conditions for connection to the grid.
13	Złożenie wniosku (z załączoną Kartą Informacyjną Przedsięwzięcia oraz koniecznością i zakresem przygotowania oceny oddziaływania na środowisko) o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach do gminy, na terenie której ma powstać farma wiatrowa.	Submitting an application (with the attached Project Information Card and the necessity and the scope of conducting environmental impact assessment) for issuing a decision on environmental conditions to the commune where the wind farm is to be located.
14	Opracowanie raportu wpływu farmy wiatrowej na środowisko.	Drawing up the report on the wind farm environmental impact assessment.
15	Decyzja gminy o środowiskowych uwarunkowaniach dla danej inwestycji (na podstawie decyzji wydanych przez Regionalną Dyрекcję Ochrony Środowiska).	Commune decision on environmental conditions for the particular investment (based on the decision issued by the Regional Directorate of Environmental Protection).
16	Wybór dostawcy urządzeń.	Selection of the equipment supplier.
17	Opracowanie projektu budowlanego do pozwolenia na budowę.	Preparing the building permit design for the building permit.
18	Opracowanie szczegółowego biznesplanu.	Drawing up a detailed business plan.
19	Uzyskanie promesy koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej.	Obtaining the promise of the concession for producing electrical energy.
20	Zawarcie umowy przedwstępnej na sprzedaż energii elektrycznej i certyfikatów pochodzenia.	Concluding a preliminary contract for sales of electrical energy and certificates of origin.
21	Zawarcie umowy przyłączeniowej z OSD/OSP.	Concluding the connection contract with OSD/OSP.
22	Uzyskanie pozwolenia (pozwoleń) na budowę.	Obtaining the building permit (permits).
23	Pozyskanie promesy kredytu bankowego lub innej gwarancji finansowania projektu.	Obtaining a promise of a bank loan or another guarantee of financing the project.
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 of the owner of the project company (a typical moment for the appearance of the sector or financial investor), and related transaction procedures (purchase orders, due diligence, risk collateral, transaction structure).



25	Realizacja procesu budowlanego.	Executing the construction process.
26	Uzgodnienie instrukcji współpracy z OSD/OSP.	Agreeing the cooperation guidelines with OSD/OSP.
27	Uzyskanie koncesji na wytwarzanie energii.	Obtaining the concession for production of energy.
28	Uzyskanie pozwolenia na użytkowanie obiektu.	Obtaining the structure occupancy permit.



Który z etapów przygotowania i realizacji inwestycji jest w Państwa opinii najtrudniejszy? / In your opinion, which of the investment preparation and execution phases is the most difficult?



\*\_źródło: sondaż TPA Horwath, niereprezentatywna próba inwestorów branżowych  
source: TPA Horwath survey, non representative sample group of wind investors

## 2.2 Zdążyć przed zmianą systemu wsparcia

Aktualny<sup>11</sup> projekt ustawy o OZE przewiduje wprowadzenie nowego systemu wsparcia, tzw. modelu aukcyjnego, z opóźnieniem w stosunku do daty wejścia w życie samej ustawy, a mianowicie 1 stycznia 2016 r. Dotychczasowy system zielonych certyfikatów, na zasadzie ochrony praw nabytych, ma przysługiwać przez okres nie dłuższy niż 15 lat tym instalacjom OZE, w których energia elektryczna zostanie po raz pierwszy wytworzona (choćby w okresie rozruchu technologicznego) przed dniem wejścia w życie nowych regulacji.

W Raporcie dokładnie opisujemy zasady działania obu modeli wsparcia OZE. Z ich porównania wynika jasno, iż model aukcyjny cechować się będzie większą konkurencyjnością i niepewnością. Można w uproszczeniu przyjąć, że test aukcyjny będzie znacznie bardziej wymagający

<sup>11</sup> Na 15 września 2014 r.

## Manage before the change of the support scheme

The current<sup>11</sup> draft of the RES Act assumes the implementation of the new support scheme, the so-called auction model, with a delay in relation to the implementation of the Act, namely as of January 1, 2016. The existing system of green certificates, according to the principle of protection of acquired rights, is to be open for the period not longer than 15 years to those RES installations, whose electrical energy will be first produced (even during technical start-up) before the new regulations come into force.

The Report presents in detail the rules of functioning of both models of RES support. Their comparison clearly shows that the auction model will be characterized by higher competitiveness and uncertainty. It can be assumed in general that the auction test will be more

<sup>11</sup> Data for September 15, 2014

dla projektów OZE niż system zielonych certyfikatów. Aukcje wygrać będą z zasady projekty najlepsze pod względem produktywności i jednostkowego kosztu wytworzenia energii. Model aukcyjny w praktyce przełoży się na niższe przychody uzyskiwane przez producenta OZE za każdą jednostkę wyprodukowanej energii, niż obecnie średnie ceny energii elektrycznej powiększone o średnie ceny zielonych certyfikatów. Stąd obserwujemy dziś duże zainteresowanie inwestorów kupnem projektów wiatrowych dających szansę na „załapanie się” na system zielonych certyfikatów, czyli projekty z pozwoleniem na budowę (lub blisko jego uzyskania). Z kolei rynek projektów średnio- lub niskozaawansowanych praktycznie zamarł, a jego ożywienia spodziewać się można dopiero po gruntownym uregulowaniu i dookreśleniu zasad funkcjonowania modelu aukcyjnego w przyszłości.

Z uwagi na przedłużające się prace legislacyjne nad projektem ustawy oraz liczne postulaty nie tylko środowiska producentów energii w OZE, ale także m.in. banków, nie jest wykluczone, iż w ostatecznym kształcie ustawy data wejścia w życie modelu aukcyjnego zostanie przesunięta do 1 stycznia 2017 r. Dopiero przyjęcie ustawy o OZE i finalnego terminu wejścia w życie modelu aukcyjnego usunie powyższe wątpliwości. Znając datę ostatniego dnia, w którym energia z projektu OZE będzie musiała najpóźniej wpłynąć do sieci, aby mógł on skorzystać z systemu zielonych certyfikatów, będzie można metodą redukcji określić nieprzekraczalny termin podjęcia decyzji inwestycyjnych dla sporej części projektów.

Nie są znane wiarygodne szacunki, jaka część projektów, które nie „zdążą” skorzystać z systemu certyfikatów pochodzenia będzie mogła stanąć do aukcji z szansami na wygraną, niemniej należy spodziewać się znacznej selekcji negatywnej. Przykładowo, system certyfikatu z powodzeniem umożliwiał realizację licznych projektów o produktywności poniżej 2500 MWh/MW/rok. Można założyć, że taki poziom produktywności będzie niewystarczający dla wygrania przetargu w modelu aukcyjnym. Niezależnie od powyższych rozważań, projekt ustawy o OZE przewiduje także możliwość wydawania świadectw pochodzenia wytwórcom energii z instalacji OZE zmodernizowanych po 1 stycznia 2016 r. przez pierwsze pół roku od wejścia w życie ustawy. Rozwiązanie to w założeniach ma przede wszystkim motywować przedsiębiorców do unowocześniania istniejących instalacji. Celem stworzenia zachęty do stopniowego przechodzenia na nowy mechanizm wsparcia, Ministerstwo Gospodarki zamierza ogłaszać aukcje dedykowane wyłącznie wytwórcom energii w instalacjach zbudowanych przed 2016 r. Z zapowiedzi wynika, że warunki aukcji dedykowanych mają być na tyle atrakcyjne, aby zachęcić właścicieli OZE do dobrowolnego przechodzenia na system aukcyjny w ilości 10% (instalacji zbudowanych przed wejściem w życie modelu aukcyjnego) rocznie.

demanding for RES projects than the system of green certificates. As a rule, auctions will be won by the best projects in terms of productivity and the unit cost of produced energy. In practice the auction model will translate into lower revenue obtained by the producer of RES for each unit of produced energy than currently average prices of electrical energy increased by the average prices of green certificates. Hence today we are observing an increased interest of investors in purchasing wind project which have a chance to fall under the system of green certificates, i.e. projects with building permits (or close to obtaining them). In turn, the market of projects with low or average advancement has practically come to a halt and its revival can be expected only after thorough regulation and defining in more detail the rules of functioning of the auction model in the future. Due to the prolonged legislative works on the draft of the Act and numerous demands not only of the community of producers of energy from RES, but also of e.g. banks, it is not impossible that in the final shape of the Act, the date of implementing the auction model will be moved to January 1, 2017. Only adopting the RES Bill and the final date of the entry of the auction model will eliminate the above-mentioned doubts. Knowing the date of the last day on which the energy from a RES project must be fed into the grid at the latest, so that it can fall under the system of green certificates, it will be possible to pinpoint the last date for taking investment decisions for a significant group of the projects.

Reliable estimates are not known as to what part of the projects, which will not manage to catch the system of certificates of origin, will be able to participate in auctions with a chance of winning, however, a major negative selection must be expected. For example, the system of certificates successfully allowed for executing numerous projects with productivity below 2,500 MWh/MW/year. It can be assumed that such a level of productivity will not be sufficient for winning the tender in the auction model. Regardless of the solutions above, the RES Bill assumes also the possibility of issuing certificates of origin to producers of energy from RES installations modernized after January 1, 2016, for the first six months after the Act comes into force. This solution is, in its assumption, to motivate entrepreneurs to modernize the existing installations.

In order to create the incentive to gradually shift to the new support scheme, the Ministry of the Economy intends to open auctions dedicated exclusively to producers of energy in installations built before 2016. The announcement suggests that the conditions of the dedicated auctions will be attractive enough to encourage RES owners to voluntarily shift to the auction system in the amount of 10% per year (of installations built before coming into force of the auction model).

An important matter from the point of view of the time of implementing the RES Act is also the question of the necessity of its notification to the European Commission or the lack thereof. In the opinions of many experts

Istotnym z punktu widzenia momentu wejścia w życie ustawy o OZE jest także kwestia konieczności jej notyfikacji przed Komisją Europejską, bądź jej braku. W ocenie wielu ekspertów projekt ustawy zawiera elementy pomocy publicznej wymagające uruchomienia procedury notyfikacyjnej warunkujące skuteczne wejście w życie części lub całości regulacji. Uzasadnienie projektu w pierwotnym kształcie wskazywało, że Minister Gospodarki winien notyfikować nowy instrument wsparcia producentów energii w OZE. Obecnie jednak, po uzyskaniu pozytywnej opinii UOKiK<sup>12</sup>, zmieniono propozycję regulacji tak, aby uniknąć trwającego około roku postępowania notyfikacyjnego. Tym niemniej, w ocenie Ministerstwa Infrastruktury i Rozwoju, nawet na gruncie zmienionych przepisów istnieje ryzyko uznania przez Komisję nowego systemu wsparcia dla OZE za niezgodny z unijnymi zasadami dozwolonej pomocy publicznej. Wątpliwości w tym zakresie ma również Ministerstwo Skarbu oraz przedstawiciele branży, m.in. eksperci Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej (PSEW). Ich zdaniem decyzja o braku notyfikacji nie znajduje potwierdzenia ani w analizach prawnych zapisów definiujących możliwość korzystania z tzw. wyłączeń grupowych (GBER), ani w stanowiskach prezentowanych przez niektórych urzędników Komisji Europejskiej. Niekorzystna decyzja Komisji mogłaby oznaczać, że beneficjenci nowego systemu wsparcia byłoby zobowiązani do zwrotu otrzymanej pomocy. W odniesieniu do systemu certyfikatów pochodzenia resort gospodarki stoi na stanowisku, iż nie angażuje on środków publicznych, a zatem nie stanowi pomocy publicznej. Jednak także i w tej sprawie nie brak jest stanowisk przeciwnych. Komisja Europejska została poinformowana o planowanych zmianach obowiązującego w Polsce prawa i należy oczekiwać, iż zajmie wobec nich stanowisko po zakończeniu postępowania.

W razie zmiany dotychczasowego stanowiska i podjęcia decyzji o notyfikowaniu pomocy związanej z systemem aukcyjnym, przesunięciu uległby termin rozpoczęcia obowiązywania nowego systemu wsparcia co najmniej do 1 stycznia 2017 r.

## 2.3 Przygotowanie farmy wiatrowej do sprzedaży/ ocena ryzyk w procesie kupna

Inwestycja w budowę farmy wiatrowej jest procesem złożonym, długotrwałym i kapitałochłonnym, który wymaga specjalistycznej wiedzy i doświadczenia. Podobnie jak w innych państwach rozwijających portfel wiatrowy, także w Polsce powstał segment deweloperski, czyli przedsiębiorstwa opracowujące od początku do etapu pozwolenia na budowę lub w formule „pod klucz” projekty inwestycyjne. Nabywcami tych projektów są na ogół inwestorzy branżowi lub finansowi, którzy z pomocą generalnych wykonawców lub samych deweloperów (w formule „pod klucz”) realizują proces budowlany

<sup>12</sup> Pismo z 22 maja 2014 r., nr DDO – 500 – 4 (2)/2014/ES.

the Bill contains elements of state aid which require launching the notification procedure, which is the condition for effective coming into force of a part of or the whole of the regulation. The justification of the draft in its primary form suggested that the Minister of the Economy will have to notify the new instrument of support for producers of energy from RES. However now, after obtaining a positive opinion of the Office for Competition and Consumer Protection UOKiK<sup>12</sup>, the proposal of the regulation has been changed so as to avoid the notification procedure which lasts approximately one year. Nevertheless, in the opinion of the Ministry of Infrastructure and Development, even on the grounds of the changed regulations there is a risk that the Commission will consider the new system of support for RES noncompliant with the EU rules of permissible state aid. Also the Ministry of Treasury has doubts in that matter, as well as the representatives of the sector, e.g. the experts of the Polish Wind Energy Association (PWEA). In their opinion the decision not to make the notification is not confirmed in legal analyses of the provisions which specify the possibility of using group exemptions (GBER), nor in the positions presented by some of the officials of the European Commission. The unfavorable decision of the Commission could mean that the beneficiaries of the new system would be required to return the received aid. With reference to the system of certificates of origin the Ministry of the Economy is of the opinion that it does not engage public funds so this does not constitute state aid. However, also in this case there are many opposing opinions. The European Commission has been informed about the planned changes of the law existing in Poland and it can be expected that it will express its position on them after the completed proceedings.

In the case of changing the current position or taking a decision about the notification of the aid connected with the auction system, the date of implementation of the new system would be postponed to at least January 1, 2017.

## Preparing a wind farm for sale / risk assessment in the purchase process

An investment in building a wind farm is a complex and long process which requires great capital and specialist knowledge and experience. Just like in other countries which are developing the wind portfolio, also in Poland a segment of developers has emerged, i.e. companies which prepare investment projects from the beginning to the stage of the building permit or in the “turn-key” formula. The buyers of those projects are usually sector or financial investors who use general contractors or developers (in the “turn-key” formula) to execute the construction process and move to the

<sup>12</sup> Letter dated May 22, 2014, no. DDO – 500 – 4 (2)/2014/ES.



Termin wejścia w życie modelu aukcyjnego określi horyzont czasowy dla farm wiatrowych uruchamianych w systemie zielonych certyfikatów. W oparciu o obecny system wsparcia OZE zamierzamy oddać do użytku 104 MW do końca 2015 r., a jeżeli rok 2016 nadal zaferuje taką możliwość to dodatkowo ok. 270 MW w tymże roku. W mojej ocenie przedłużenie funkcjonowania modelu certyfikatu do końca roku 2016 jest prawdopodobne, a z perspektywy celów energetyczno-klimatycznych na rok 2020 wręcz konieczne. W przeciwnym razie doszłoby do wstrzymania inwestycji wiatrowych na okres ok. 3 lat, bo po wrześniu 2014 praktycznie nikt nie zaryzykowałby otwarcia procesu inwestycyjnego. Następnie zakładając optymistycznie rozstrzygnięcie pierwszych aukcji w II połowie roku 2016, do oddania nowych inwestycji mogłoby dojść najwcześniej pod koniec 2017 r. W modelu aukcyjnym należy oczekiwać głębokiej selekcji projektów. Zakładając poziom 360-370 zł/MWh, przy którym możliwe powinno być wygranie przetargu, można przyjąć, iż produktywność projektu nie powinna być niższa niż 2700-2800 MWh.

W kwestii projektów offshore Polenergia jest obecnie najbardziej zaawansowanym inwestorem w Polsce. Sprawnie dewelopujemy projekty dwóch farm morskich o łącznej mocy 1,2 GW. Mamy już umowę przyłączeniową z PSE Operator, zakończyliśmy badania środowiskowe i na koniec 2014 r. złożymy wniosek o wydanie decyzji środowiskowej na pierwszą farmę, a w I połowie 2015 r. na drugą. Obie decyzje powinniśmy uzyskać najpóźniej na początku 2016 r. i w ten sposób spełnimy warunki uczestnictwa w aukcji zgodnie z projektowaną ustawą o OZE. Przy dostępnej dziś technologii i związanych z nią kosztach inwestycyjnych trudno byłoby projektowi offshore wygrać aukcję, ale po pierwsze w okolicy roku 2020 zakładamy znaczne ich obniżenie – być może nawet do poziomu 100 EUR za 1 MWh wytworzonej energii. Po drugie, oczekujemy, iż do tego czasu rząd w ramach opracowywanej obecnie strategii energetycznej na lata po roku 2020 zaproponuje rozwiązania wspierające offshore. Już obecny projekt ustawy o OZE daje pewne możliwości, ponieważ w aukcjach kierowanych do źródeł mocy o produktywności przekraczającej próg 4000 MWh w zasadzie jedyną konkurencją dla offshore w skali przemysłowej będzie dedykowana biomasa. Zatem czynnikiem decydującym będzie polityczna decyzja co do trwałego umieszczenia energetyki morskiej w polskim miksie energetycznym. Przemawia za tym nie tylko fakt, iż koszt generacji energii w źródłach offshore jest i będzie coraz niższy, ale także bardzo wysoki efekt mnożnikowy inwestycji offshore dla rodzimej gospodarki. O ile energetyka wiatrowa na lądzie angażuje polskich dostawców towarów i usług jedynie w 15-20%, to w przypadku energetyki morskiej współczynnik ten przekrocza 50%.



**Zbigniew Prokopowicz**

Prezes Zarządu  
President of the Management  
Board  
Polenergia SA

The date when the auction model comes into force will define the time frame for wind farms launched in the system of green certificates. Based on the current RES support system we are planning to commission 104 MW by the end of 2015 and, if in 2016 such possibility also exists, we will add approximately 270 MW in that year. In my view, extending the use of the certificate system to the end of 2016 is possible and even necessary from the perspective of energy and climate objectives for 2020. Otherwise we would be faced with the interruption of wind energy projects for about 3 years because after September 2014 practically no one would risk opening an investment process. Then, assuming the optimistic conclusion of the first auctions in the 2nd half of 2016, new projects would start not sooner than at the end of 2017. We may expect a strict selection of projects in the auction model. Assuming the level of 360-370 PLN/MWh, which should allow for winning the tender, one may suppose that the capacity of the project should not be lower than 2,700-2,800 MWh.

In terms of offshore projects Polenergia is currently the most advanced investor in Poland. We are efficiently developing the projects of two offshore wind farms with the total capacity of 1.2 GW. We already have a connection agreement with PSE Operator. We have completed the environmental study and at the end of 2014 we will apply for the environmental approval for the first farm and in the first half of 2015 for the other. Both approvals should be granted at the beginning of 2016 at the latest so in this way we will meet the conditions of taking part in an auction pursuant to the draft of the RES Act.

With the technology available today and related investment costs it would be very difficult for an offshore project to win an auction, however, we are predicting that around 2020 those costs will drop significantly - perhaps even to EUR 100 per 1 MWh of the produced energy. Secondly, we are expecting that by that time the government will have proposed some solutions supporting offshore projects in the energy strategy after 2020, which is currently being prepared. Even the current RES Bill offers some possibilities because in auctions for energy sources with the capacity exceeding the threshold of 4,000 MWh the only competition for offshore projects on industrial scale will actually be dedicated biomass. Thus, the decisive factor will be the political decision concerning the permanent positioning of offshore energy in the Polish energy mix. It is justifiable not only by the fact that the cost of producing energy in offshore sites is and will be even lower, but also due to the very high multiplier effect of offshore investments for the national economy. While land-based wind energy engages Polish goods and service suppliers only in 15-20%, for offshore energy this ratio exceeds 50%.

i przechodzą do fazy eksploatacyjnej produkując energię elektryczną. Projekt wiatrowy można nabyć/zbyć w dwojaki sposób, tj. jako spółkę realizującą inwestycję (share deal), bądź jako sam substrat przedsiębiorstwa lub zespołu praw i obowiązków bez jednoczesnego nabywania udziału w podmiocie do niego uprawnionym (asset deal).

Każdy ze wskazanych sposobów ma swoje wady i zalety, a wybranie konkretnej formy transakcji uzależnione jest od szeregu okoliczności. Podstawową zaletą transakcji

operational phase when they produce electrical energy. The wind project can be bought/sold in two ways, i.e. as a company which executes the investment (share deal), or as just a substrate of the company or a set of rights and obligations without the simultaneous purchase of shares in the entity entitled to it (asset deal).

Each of the indicated methods has its advantages and disadvantages and the selection of a particular form of transaction depends on many circumstances. The basic advantage of the share deal is the assurance of



udziałowej jest pewność utrzymania wszelkich praw dotyczących projektu przez nabywcę. Jej wadą jest, iż spółka przechodzi „z dobrodziejstwem inwentarza” obejmującym wszelkie prawa i obowiązki zarówno cywilno – jak i publicznoprawne, a zatem także ryzyka. W przypadku nabycia majątku zamiast udziałów w spółce, zakres „dziedziczonych” ryzyk jest znacznie węższy i poddający się lepszemu zabezpieczeniu. W szczególności należy zwrócić uwagę na odpowiedzialność nabywcy za zobowiązania sprzedającego związanego z przenoszonym majątkiem. Podstawową wadą transakcji na prawach do projektu jest ryzyko nieskuteczności przeniesienia praw z umów cywilnych oraz decyzji administracyjnych uzyskanych przez sprzedającego. Z tych ostatnich przyczyn na rynku zdecydowanie dominuje model share deal.

Projekt wiatrowy może kryć w sobie wady fizyczne, projektowe lub prawne, które mogą mieć znaczny wpływ na cenę, a nawet zablokować transakcję. Dlatego niezwykle ważne jest przeprowadzenie kompletnego, wieloaspektowego due diligence, które powinno obejmować w szczególności:

- **ryzyka techniczne:** przeszacowane lub nierzetelne założenia co do przewidywanej ilości produkowanej energii, nierzetelne pomiary wiatrowe, opóźnienia w realizacji projektu, nieoptymalny layout, kosztochłonne przyłącze, wysoka awaryjność<sup>13</sup> etc.;
- **ryzyka finansowe i biznesowe:** zobowiązania warunkowe oraz pozabilansowe, odszkodowania, zmienność kosztów operacyjnych, niestabilność strumienia przychodów, zobowiązania do dostarczania określonej ilości energii, niekorzystne warunki umów dzierżawy gruntów, niekorzystne umowy z instytucjami finansującymi etc.;
- **ryzyka środowiskowe:** nieprawidłowe pomiary hałasu i nieuwzględnienie występowania terenów chronionych etc.;
- **ryzyka prawne:** brak wystarczającego zabezpieczenia tytułu prawnego do nieruchomości, wadliwość uzyskanych pozwoleń, nieostateczność lub wzruszalność decyzji administracyjnych, niezgodność projektu z warunkami zagospodarowania przestrzennego, nienależyte zabezpieczenie interesów kontraktowych etc.;
- **ryzyka podatkowe:** różnice kursowe i odsetki od otrzymanego finansowania, niedostateczna kapitalizacja, dokumentacja usług niematerialnych świadczonych przez podmioty powiązane, nieodpłatne świadczenia, rozliczenie otrzymywanych dotacji, ryzyko niewykorzystania straty podatkowej, brak certyfikatów rezydencji, i zaświadczeń o niezaleganiu z należnościami publicznoprawnymi etc.

buyer keeping all the rights concerning the project. Its disadvantage is that the company is bought “as is” which covers all rights and obligations, both civil and public, which also includes risks. In the case of buying the assets instead of the shares in the company, the scope of “inherited risks” is much higher and can be secured in a better way. In particular it is worth paying attention to the responsibilities of the buyer for the liabilities of the vendor connected with the transferred assets. The major drawback of the asset deal based on the rights to the project is the risk of ineffective transfer of rights under civil law contracts and administrative decisions obtained by the vendor. For those reasons the share deal model is significantly more dominant.

A wind project may hide physical, design or legal defects, which may have a significant impact on the price and even block the transaction. Therefore, it is extremely important to carry out a comprehensive, multi-aspect due diligence, which should cover in particular:

- **technical risks:** overestimated or unreliable assumptions concerning the forecasted amount of produced energy, unreliable wind measurements, delays in executing the projects, not optimal layout, cost-generating connection, high failure rate<sup>13</sup>, etc.;
- **financial and business risks:** contingent liabilities and off-balance-sheet liabilities, compensations, changeability of operational costs, unstable flow of revenue, obligations to supply a specific amount of energy, unfavorable land lease conditions, unfavorable contracts with finance institutions, etc.;
- **environmental risks:** incorrect noise measurements and failing to take protected areas into account, etc.;
- **legal risks:** insufficient securing of the legal title to the real estate, faulty permits obtained, insufficient or unstable administrative decisions, noncompliance of the project with zoning conditions, insufficient securing of the contract interests, etc.;
- **tax risks:** exchange rate differences and interest from the received financing, insufficient capitalization, documentation of intangible services rendered by related entities, unpaid services, settlements of received subsidies, risk of failing to apply tax loss, lack of residence certificates and certificates on the lack of arrears in public obligations, etc.

<sup>13</sup> Źródła: TPA Horwath, K. Szklarska, B. Seweryn, „Due diligence farm wiatrowych”, *Czysta Energia* 2/2012, str. 13; J. Kunkel, M. Schnitzer, S. Krishnamurthy, „Wind And Solar Project Due Diligence”, „An In-Depth Look At Risks That Can Make Or Break A Project”, *EQ International* 4/2012, str. 77; G. Rajor, „Spotlight on due diligence for wind power”, *Renewable Energy Focus*, vol. 12 issue 2 2011, str. 31.

<sup>13</sup> Sources: TPA Horwath, K. Szklarska, B. Seweryn, “Due diligence of wind farms”, *Clean Energy* 2/2012, p. 13; J. Kunkel, M. Schnitzer, S. Krishnamurthy, *Wind And Solar Project Due Diligence, An In-Depth Look At Risks That Can Make Or Break A Project*, *EQ International* 4/2012, p. 77; G. Rajor, *Spotlight on due diligence for wind power*, *Renewable Energy Focus*, vol. 12, issue 2 2011, p. 31.

### Perspektywa zbywcy

Analiza ryzyk wykonana na zamówienie podmiotów sprzedających (vendor due diligence) – ma przede wszystkim na celu rozpoznanie mocnych i słabych stron oferowanego projektu w stosunku do benchmarków rynkowych. Pozwala to zarządzić częścią zidentyfikowanych zagrożeń przed ich ujawnieniem kontrahentowi i w konsekwencji ułatwić finalizację transakcji.

Z biznesowego punktu widzenia znaczną korzyść, zwłaszcza w procesie negocjacji z wieloma potencjalnymi nabywcami, stanowi wystandaryzowanie procesu i uporządkowanie go z jednej strony poprzez organizację vendor due diligence lub/i uruchomienie wirtualnej przestrzeni (tzw. virtual data room) do analiz due diligence przez nich prowadzonych. Z drugiej strony praktycznym rozwiązaniem jest kumulatywne zarządzanie wymianą informacji poprzez zcentralizowaną listę pytań i odpowiedzi (Q&A list). Do prospektu inwestycyjnego przedstawianego potencjalnym nabywcom warto załączyć raport vendor due diligence, o ile jest on korzystny, a także podstawowe informacje o projekcie, takie jak: lokalizacja, etap prac, posiadane pozwolenia i decyzje, model i dane techniczne przewidzianych turbin, przewidywaną moc, produktywność, tytuł prawny do nieruchomości, warunki przyłączenia do sieci oraz dane kontaktowe.

### Perspektywa nabywcy

W ramach raportu due diligence kupujący w pierwszej kolejności otrzymuje informację czy dany projekt nie zawiera kluczowych ryzyk lub barier mogących skutkować odstąpieniem od planowanej inwestycji lub wpłynąć na jej wycenę. Odpowiednie rozpoznanie i wycena ryzyk związanych z inwestycją stwarza na ogół szereg możliwości ich zabezpieczenia, ograniczenia lub odpowiedniego uwzględnienia w procesie negocjacyjnym.

Celem zabezpieczenia przed konsekwencjami ryzyk ujawnionych w ramach due diligence, nabywcy przysługuje szereg środków cywilnoprawnych (gwarancje sprzedającego, gwarancje bankowe, poręczenia, polisy, rachunki powiernicze, itd.), publicznoprawnych (np. wiążące interpretacje organów podatkowych) i faktycznych (m.in. szczegółowy protokół przejęcia, obniżenie ceny).

### Vendor's perspective

Risk analysis commissioned by the vending entities (vendor due diligence) – is above all to recognize the strengths and weaknesses of the offered project in relation to market benchmarks. It allows for managing a part of the identified risks before disclosing them to the buyer and consequently to facilitate the deal.

From the business point of view, a significant advantage, especially in the process of negotiating with many potential buyers, is the standardization of the process and putting it in order, on the one hand, through carrying out the vendor due diligence or/and launching a virtual data room for due diligence analyses conducted by them. On the other hand, a practical solution is cumulative management of information flow by a centralized Q&A list. The investment folder presented to the potential buyers should be accompanied by a vendor due diligence report, as long as it is favorable, as well as the basic information on the project, such as: location, construction phase, held permits and decisions, model and technical details of planned turbines, planned capacity, productivity, legal title to the real estate, connection conditions to the grid and contact details.

### Buyer's perspective

Within the due diligence report, the buyer first of all receives information if the particular project does not contain key risks or barriers which could result in withdrawing from the planned investment or influence its valuation. Appropriate identification and assessment of risks connected with the investment usually offers many opportunities of securing, limiting or taking them into account in the process of negotiations

As a security against the consequences of risks disclosed by due diligence, the buyer is entitled to use a number of civil law measures (vendor guarantees, bank guarantees, collaterals, polices, escrow accounts, etc.), public (e.g. binding interpretations of tax authorities) and factual measures (e.g. a detailed take-over report, price decrease).

## 3 Lokalizacja inwestycji

### 3.1 Gdzie warto inwestować?

Jednym z pierwszych etapów przedinwestycyjnych jest znalezienie możliwie najlepszej lokalizacji uwzględniającej dwa podstawowe czynniki: zasoby energetyczne wiatru oraz warunki przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. W większości przypadków farmy wiatrowe zlokalizowane są na terenach płaskich lub nieznacznie pofałdowanych

## Location of investments

### Where is it worth investing?

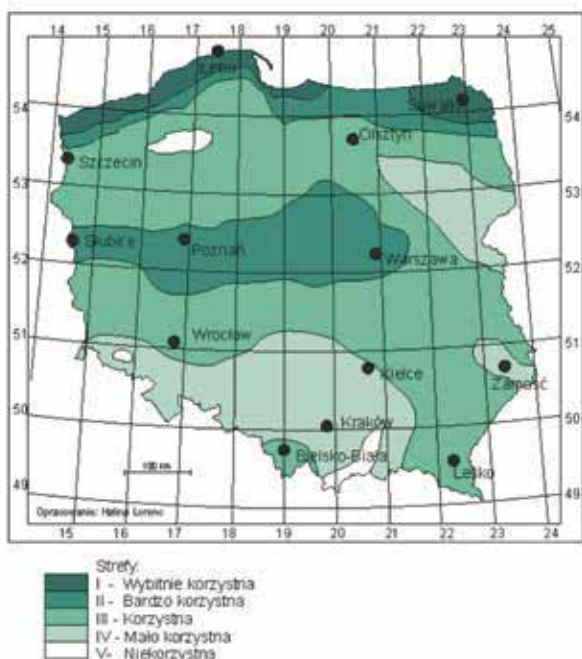
One of the first pre-investment stages is finding the best possible location taking into account two basic factors: energy resources of wind and conditions of connection to the power grid. In most cases wind farms are located on flat or slightly hilly grounds with favorable wind conditions. The selection of the location determines the basic parameter deciding about the value

z dogodnymi warunkami wietrznymi. Od wyboru lokalizacji zależy podstawowy parametr przesądający o wartości projektu wiatrowego, tj. produktywność, czyli techniczna możliwość generacji określonej ilości energii elektrycznej z każdego zainstalowanego MW mocy. W tym kontekście kluczowe jest przeprowadzenie analizy produktywności w oparciu o rzetelne badania wietrzności dla wybranej lokalizacji i przy użyciu odpowiedniego sprzętu pomiarowego. Pomimo, że w niektórych lokalizacjach mogą być dostępne pewne dane dotyczące wietrzności (np. pochodzące z okolicznej stacji meteorologicznej, lotniska czy sąsiedniej farmy wiatrowej) w procesie inwestycyjnym mogą się one okazać bezużyteczne. Najwyższe wymagania wobec jakości pomiarów wietrzności przedstawiają zwykle banki finansujące projekty inwestycyjne. Regułą jest, iż nie uznaje się za wystarczające pomiary wietrzności, jeżeli nie zostały przeprowadzone przy użyciu atestowanego sprzętu pomiarowego, na odpowiedniej (dla typu przeznaczonych do instalacji turbin) wysokości i przez okres min. 1 roku.

of wind projects, i.e. profitability or the technical ability to generate a specific amount of electrical energy from each installed MW of capacity. In this context it is essential to run the analysis of productivity based on reliable study of wind conditions for the selected location and using appropriate measuring equipment. Despite the fact that in some locations there may be available some data concerning the wind (e.g. from a neighboring weather station, an airport or a neighboring wind farm), they may turn out to be useless in the investment process. The highest requirements concerning the quality of wind measurements are usually set by banks which finance investment projects. As a rule wind measurements are considered insufficient if they haven't been conducted using certified measuring equipments at the appropriate (for the type of the turbines to be installed) height for the period of minimum 1 year.



#### Strefy energetyczne wiatru w Polsce – Mezoskala / Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE) Wind energy zones in Poland – Mezoscale / Public Power System (KSE)



★\_źródło / source: <http://www.elk-lomza.eu>, <http://wind-power.pl/strefy-energetyczne-wiatru-w-polsce/>

W związku z szybkim postępem technologicznym, w wyniku którego producenci turbin wiatrowych oferują urządzenia o coraz większej mocy i średnicy rotora, a zatem instalowane na coraz wyższych pułapach tzw. hubu (szczytu wieży), częstą wadą prowadzonych pomiarów wietrzności jest stosowanie zbyt niskich masztów pomiarowych. Dane pozyskane na zbyt niskich wysokościach skutkują nieelastycznością projektu wiatrowego w zakresie możliwości szybkiego

In connection with the rapid technological progress, as a result of which manufacturers of wind turbines offer devices with higher capacity and larger rotor diameter, thus installed on higher hub altitudes, the frequent fault of the conducted wind measurements is using too low measurement masts. Data obtained from too low altitudes result in inflexibility of the wind project in terms of the possibility of quick readjustment in order to use the latest available equipment.

przeprojektowania w celu zastosowania najnowszych dostępnych urządzeń.

Rozwój technologiczny urządzeń wytwarzających energię z wiatru, a zwłaszcza towarzyszącego im oprogramowania powoduje, że energetyka wiatrowa penetruje coraz częściej lokalizacje wcześniej dla niej nieopłacalne. Dotyczy to np. obszarów Polski południowej, gdzie rentowność inwestycji zależna jest od jej optymalizacji m.in. w oparciu o właściwy dobór turbin, wysokości hubu, a także szczegółowe rozmieszczenie poszczególnych turbin na terenie farmy wiatrowej wraz z optymalizacją oprogramowania automatyki sterującej całym układem (tzw. micro-siting).

## 3.2 Odległość farm wiatrowych od zabudowań mieszkalnych

### Emisja hałasu

Podstawową metodą określania odległości turbiny od zabudowań mieszkalnych jest pomiar emisji hałasu. Standardy dopuszczalnych norm hałasu określone są w różnych państwach według różnych wskaźników, np:

- poziom dźwięku w ośmiu różnych porach dnia i jednej, krytycznej pory nocnej (np. Belgia, Niemcy, Francja, Dania, USA);
- poziom dźwięku w odniesieniu do średniej rocznej (np. Holandia, Norwegia);
- poziomy statystyczne emisji dźwięku (np. Australia, Nowa Zelandia, Wielka Brytania)<sup>14</sup>.

W Polsce minimalna odległość elektrowni wiatrowej od zabudowań mieszkalnych nie jest określona w jednostkach długości, a zdeterminowana jest przede wszystkim dopuszczalnym poziomem emitowanego hałasu. Jak jednak wykazał raport NIK<sup>15</sup> „[...] przepisy regulujące metodologię pomiaru emisji hałasu nie gwarantowały miarodajnej oceny uciążliwości tego typu urządzeń. Wykonywanie pomiarów mogło odbywać się bowiem – zgodnie z obowiązującymi wymogami – tylko w warunkach niskiej wietrzności (<5 m/s). Tymczasem elektrownie wiatrowe generują największe natężenie hałasu dopiero przy optymalnej dla nich prędkości wiatru, wynoszącej 10-12 m/s, ale w takich warunkach pomiary nie były już dokonywane.” Zdaniem części ekspertów wskazana przez NIK średnia prędkość wiatru 5 m/s nie przesądza o wadliwości pomiarów, ponieważ odnosi się do wysokości 4 m ponad gruntem i nie ma nic wspólnego z prędkością wiatru na poziomie hubu, czyli często powyżej 100 m nad poziomem gruntu. Ponadto należy wskazać, iż polskie przepisy prawa, wykonujące zalecenia unijne, abstrahują od prędkości wiatru w chwili badania. Wskazują one jedynie, że przy pomiarach emisji hałasu należy stosować wytyczne zawarte w Polskiej Normie PN-EN 61400-11:2013-07 – Turbozespoły wiatrowe – Część 11: Procedury pomiaru hałasu,

<sup>14</sup> <http://raportcsr.pl/lokalizacja-farm-wiatrowych/>

<sup>15</sup> Najwyższa Izba Kontroli, Informacja o wynikach kontroli „Lokalizacja i budowa lądowych farm wiatrowych”, Nr ewid. 131/2014/P/13/189/LWR.

The technological development of equipment which generates energy from wind, and in particular the accompanying software, causes that wind energy more and more often penetrates locations which were previously unprofitable. It concerns, for instance, the areas of Southern Poland where the profitability of the investment depends on its optimization based, among others, on the proper selection of turbines, the height of the hub, as well as the specific siting of turbines on the area of the wind farm together with the optimization of the software of the automation which controls the whole system (the so-called micro-siting).

### Distance of wind farms from residential buildings

#### Noise emissions

The basic method for defining the distance of a turbine from residential buildings is the measurement of noise emissions. The standards of acceptable noise limits are stipulated in different countries according to different indicators, e.g.:

- noise level at eight different times of day and one critical time of night (e.g. Belgium, Germany, France, Denmark, the USA);
- noise level in comparison to yearly average (e.g. the Netherlands, Norway);
- statistical levels of noise emission (e.g. Australia, New Zealand, Great Britain)<sup>14</sup>.

In Poland the minimum distance of a wind power plant from residential buildings is not defined in units of measuring distance but it is determined above all by the acceptable level of the emitted noise. However, the NIK [Supreme Audit Office] report showed that<sup>15</sup> „[...] regulations governing the methodology of noise emission measurements did not guarantee a reliable assessment of this type of equipment. Taking measurements could therefore be conducted – according to binding regulations – only in the conditions of weak winds (<5 m/s). Meanwhile wind power plants generate the highest noise emissions only at the wind speed optimum for them, which is 10-12 m/s, but in such conditions measurements were not taken.” According to some experts, the average wind speed of 5 m/s indicated by NIK does not decide about faulty measurements because it refers to the height of 4 m above the ground level and it has nothing to do with the wind speed at the hub level, so often above 100 m above the ground level. Additionally it must be pointed out that Polish regulations, following the EU recommendations, disregard the wind speed at the time of measurement. They only indicate that when measuring noise emissions the guidelines must be followed which are included in the Polish

<sup>14</sup> <http://raportcsr.pl/lokalizacja-farm-wiatrowych/>

<sup>15</sup> The Supreme Audit Office, Information on the results of control “Location and construction of land-based wind farms”, Ref. no. 131/2014/P/13/189/LWR.



która określa, m.in. że pomiary należy dokonywać na wysokości 10 metrów.

Dopuszczalne w Polsce normy hałasu określa się osobno dla dnia i nocy. Wartości dopuszczalne określone są z uwzględnieniem rodzajów i funkcji terenów chronionych akustycznie<sup>16</sup>. Przykładowo dla zabudowy mieszkaniowej wielorodzinnej dopuszczalne w porze dnia normy hałasu wynoszą 55 dB(A), a w nocy 45 dB(A). Wyliczeń dopuszczalnych wartości dokonuje się indywidualnie dla każdego projektu farmy wiatrowej przy uwzględnieniu dominującego kierunku wiatru, wpływu innych źródeł hałasu jak i ukształtowania terenu.

### Protesty społeczne

Rozwojowi rynku wiatrowego towarzyszą mniej lub bardziej intensywne protesty społeczne. Przedmiotem sporu są liczne aspekty dotyczące inwestycji wiatrowych, przede wszystkim ekologiczne i społeczne aspekty rozmieszczenia elektrowni wiatrowych, a także poszczególnych turbin w ramach jednego projektu. Przeciwnicy wiatraków posługują się znanymi, choć często przeskalowanymi argumentami dotyczącymi zagrożeń dla siedlisk ptaków i nietoperzy, a także wpływu turbin wiatrowych na zdrowie okolicznych mieszkańców. 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. Kwestia minimalnej odległości turbin wiatrowych od zabudowań mieszkalnych wzbudza wiele kontrowersji. W prawodawstwie niektórych krajów europejskich istnieją normy o podobnym charakterze, przykładowo, w Anglii minimalna odległość turbin wiatrowych wynosi 350 m, a w Danii określona jest jako czterokrotność wysokości masztu. Są również kraje, które takiego ograniczenia nie wprowadziły, np. Belgia, Francja czy Holandia. Obecnie trwają prace nad projektem ustawy zmieniającej ustawę Prawo budowlane oraz ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. Początkowo projekt przewidywał wprowadzenie minimalnej 3-kilometrowej odległości turbin wiatrowych od zabudowań mieszkalnych i terenów leśnych dla elektrowni wiatrowych o mocy przekraczającej 500 kW. Na skutek negatywnej opinii Rady Ministrów Sejm, po drugim czytaniu, skierował go do dalszej pracy w komisjach. W rezultacie obrad Komisji Infrastruktury oraz Komisji Samorządu Terytorialnego i Polityki Regionalnej oraz dodatkowych konsultacji eksperckich, z projektu ustawy wykreślono kontrowersyjne regulacje odległościowe.

<sup>16</sup> W Polsce kwestię tę reguluje Rozporządzenie Ministra Środowiska z 14 czerwca 2007 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku Dz. U. z 2014 r., poz. 112 – tekst ujednolicony.

Standard PN-EN 61400-11:2013-07 – Wind turbine sets – Part 11: Noise measurement procedures, which stipulate, among others, that the measurements must be taken at the height of 10 meters.

Noise levels acceptable in Poland are defined separately for the day and for the night. Acceptable values are defined taking into account the types and functions of areas protected acoustically<sup>16</sup>. For example for multi-family residential housing the acceptable noise levels during the day are 55 dB(A), and at night 45 dB(A). The calculations of acceptable values are made individually for each wind farm project taking into account the dominating wind conditions, the impact of other noise sources and terrain.

### Social protests

The development of the wind market is accompanied by more or less intensive social protests. The subject of the dispute are numerous aspects concerning wind investments, especially ecological and social aspects of locations of wind power plants, as well as individual turbines within one project. Opponents of wind turbines use the well known but exaggerated arguments concerning threats for bird and bat habitats, as well as the impact of wind turbines on the health of neighboring residents. The reason for this situation is not only the lack of access to reliable information and research, or the disputes in the science community concerning the actual social impact, including the impact on health and environment of living in the vicinity of wind farms, but also the way of conducting consultations by the investors. The issue of minimum distance of wind turbines from residential housing raises many controversies. In the legislature of some European countries there are standards of a similar character, for instance in England the minimum distance from the wind turbines is 350 m, and in Denmark it is defined as four times of the height of the mast. There are also countries which have not implemented such restrictions, like Belgium, France or the Netherlands. Currently there are works being carried out on the bill amending the Act Construction Law and the Zoning Act. Initially the draft assumed introducing a minimum 3-kilometer distance between wind farms and residential buildings or forest areas for wind power plants with the capacity exceeding 500 kW. As a consequence of the negative opinion of the Council of Ministers, after the second reading the Sejm moved the draft to commissions for further work. As a result of the debate of the Commission of Infrastructure and the Commission of Territorial Government and Regional Politics, and additional consultations by experts, the controversial provisions concerning the distance were removed from the draft of the Act.

<sup>16</sup> In Poland the question is stipulated by the Regulation of the Minister of the Environment dated June 14, 2007, on acceptable noise levels in the environment, Journal of Laws of 2014, Item 112 – consolidated text.

Przyjęcie sztywnej odległości minimalnej elektrowni wiatrowych od zabudowań mieszkalnych byłoby jednym z racjonalnych sposobów prawnego uregulowania tej kwestii. Jednak postulat 3000 m wydaje się całkowicie nieuzasadniony. Jego wprowadzenie zmniejszyłoby w bardzo znacznym stopniu przestrzenny potencjał rozwoju energetyki wiatrowej na lądzie. Nie ma też dobrego powodu, dla którego Polska miałaby wprowadzić rekordową w skali świata odległość minimalną.

## 4 System wsparcia

### 4.1 Obecny system wsparcia – podsumowanie funkcjonowania

Głównym filarem systemu wsparcia produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych jest funkcjonujący od 2004 r. system tzw. zielonych certyfikatów<sup>17</sup>. Nakłada on na przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną obowiązek utrzymywania ustalonego udziału energii pochodzącej z OZE w całkowitej ilości energii sprzedawanej odbiorcom końcowym. Obowiązek ten można spełnić poprzez przedstawienie do umorzenia odpowiedniej liczby świadectw pochodzenia energii z OZE, przyznawanych producentom tej energii, lub uiszczenie tzw. opłaty zastępczej. Ponadto, przewidziano dodatkowe formy wsparcia finansowego producentów energii z OZE w postaci zwolnienia od podatku akcyzowego czy niektórych opłat.

Producent energii elektrycznej z OZE może sprzedać ją tzw. sprzedawcy z urzędu lub bezpośrednio na rynku. Sprzedawcy z urzędu to przedsiębiorstwa energetyczne, wyłaniane przez prezesa URE w drodze przetargu, posiadające koncesję na obrót paliwami i energią oraz świadczące kompleksowe usługi dla odbiorców. Ma on obowiązek zakupu „zielonej” energii po średniej cenie sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym w poprzednim roku, obliczanej i ogłaszanej przez prezesa URE do 31 marca roku kolejnego (dalej jako „cena ogłaszana przez URE”). Cena ogłoszona przez URE w roku 2014 (na podstawie cen rynkowych z roku 2013) wynosi 181,55 zł/MWh i w stosunku do danych opublikowanych rok wcześniej spadła o 19,81 zł. Spadek cen hurtowych na tę skalę, obecnie najniższych od 2008 r., jest bezprecedensowy i stanowi największy roczny skok cenowy od roku 2009, zapamiętanego jako rok wzrostu o 31%. W praktyce regułą jest sprzedaż energii z OZE na podstawie długoterminowych, dwustronnych kontraktów PPA, w których formuła cenowa w mniejszym lub większym stopniu powiązana jest z rynkowymi cenami energii.

<sup>17</sup> Ustawa z 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, t.j. Dz.U. z 2012 r. poz. 1059, z 2013 r. poz. 984, 1238, z 2014 r. poz. 457, 490, 900, 942, 1101.

The adoption of the fixed minimum distance of wind power plants from residential buildings would be one of the rational methods of legal regulation of that matter. However, the proposed 3,000 meters seems completely unjustified. Its implementation would largely decrease the spatial potential of the development of wind energy on the land. Also there is no good reason why Poland would have to implement the highest minimum distance in the world.

## Support scheme

### Current support scheme – summary of functioning

The cornerstone of the support scheme for producing energy from renewable energy sources is the system of the so-called green certificates<sup>17</sup> which has been in existence since 2004. It imposes a duty on energy trading companies to maintain a specific share of energy from RES in the total energy sold to end users. This duty can be fulfilled only by presenting a specific quantity of certificates of origin of RES energy for cancellation, which were granted to producers of such energy, or by paying the so-called compensation fee. What is more, additional forms of financial support for RES energy producers were assumed in a form of exemption from excise tax or some other fees.

A producer of RES energy can sell it to the so-called ex officio supplier or directly on the market. Ex officio suppliers are energy companies nominated by the President of the Energy Regulatory Office URE in a tender, holding a concession for trade of fuels and energy, and rendering comprehension services for customers. Such a supplier has a duty to buy “green” energy at the average energy sales price on the competitive market in the previous year, calculated and announced by the President of the Energy Regulatory Office URE by March 31 of the next year (hereinafter referred to as “price announced by URE”). The price announced by URE in 2014 (on the basis of market prices from 2013) is PLN 181.55/MWh and with reference to the data published for the year before, it dropped by PLN 19.81. The drop in wholesale prices on that scale, currently the lowest since 2008, is unprecedented and it constitutes the greatest price change since 2009, which was remembered as the year of 31% growth. In practice, it is a rule to sell RES energy on the basis of long-term bilateral PPA contracts in which the price formula is, to a smaller or greater extent, connected to the market prices of energy.

<sup>17</sup> Act dated April 10, 1997, Energy Law, i.e. Journal of Laws of 2012, Item 1059; of 2013, Items 984, 1238; of 2014, Items 457, 490, 900, 942, 1101.

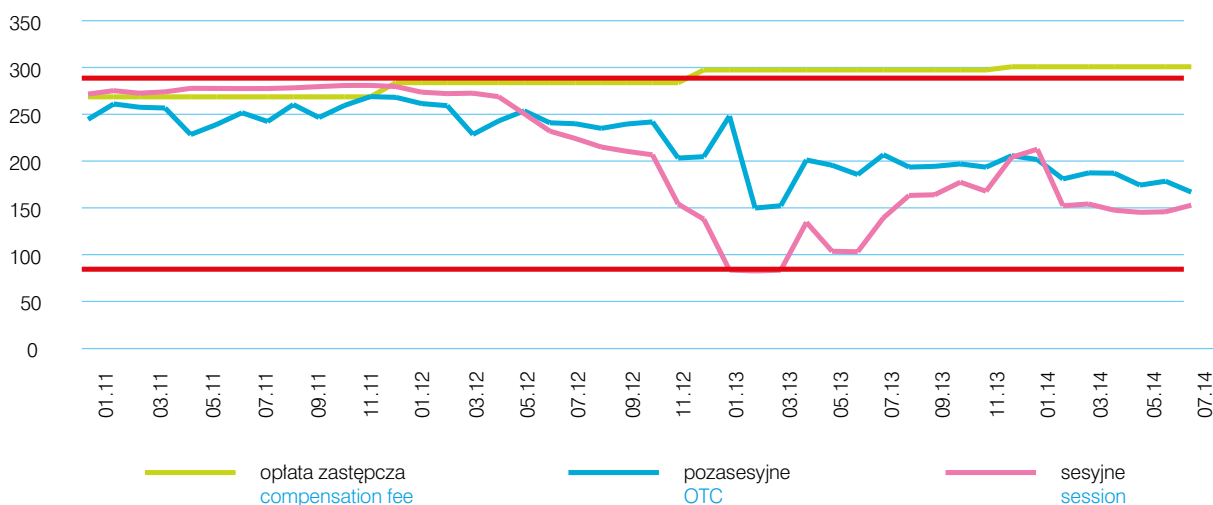
Drugim, obok ceny energii, źródłem przychodów producenta, są świadectwa pochodzenia przyznawane za każdy MW energii wytworzonej w OZE. Rynkowa wartość certyfikatów kształtowana jest na Towarowej Giełdzie Energii, a pułapem ich wartości jest opłata zastępcza, ponieważ jej wniesienie uwalnia dany podmiot od obowiązku nabycia i umorzenia świadectw. Świadectwa również sprzedawane są na podstawie umów długoterminowych, a związany z tym rozdzźwięk między obserwowaną od 2011 r. niestabilnością kursów na rynku spot a nieco mniejszymi wahaniami cen w transakcjach pozasesyjnych zarejestrowanych przez Towarową Giełdę Energii obrazuje poniższy wykres.

The second, apart from the price of energy, source of revenue for the producer are the certificates of origin granted for each MW of energy produced from RES. The market value of certificates is decided on the Polish Power Exchange and the maximum height of their value is the compensation fee because paying thereof releases a particular entity from the duty to buy and cancel the certificates. The certificates are also sold on the basis of long-term contracts, and the related difference between the instability of the exchange rates on the spot market observed since 2011 and slightly smaller fluctuations of prices in OTC transactions registered by the Polish Power Exchange has been presented in the chart below.



Średnia miesięczna cena świadectwa pochodzenia w transakcjach na TGE

Average monthly price of the certificate of origin in PPE transactions



\*źródło: TPA Horwath na podstawie danych Towarowej Giełdy Energii S.A.  
source: TPA Horwath on the basis of data by the Polish Power Exchange S.A.

Narastająca w latach 2012-2013 różnica pomiędzy liczbą wydawanych świadectw pochodzenia a liczbą świadectw przedstawianych do umorzenia wytrąciła rynek świadectw z równowagi (przewaga podaży nad popytem) i doprowadziła do znacznego obniżenia ich cen od połowy 2012 r. aż do dna w marcu 2013 r., kiedy to średni miesięczny kurs ważony wolumenem spadł poniżej 130 zł, a cena świadectw wymienianych poza sesją doszła do 182 zł. Jako że możliwość uzyskania dodatkowego przychodu ze sprzedaży świadectwa (ponad przychód ze sprzedaży energii elektrycznej) stanowi podstawowy warunek opłacalności inwestycji w większość typów OZE, w tym w energetykę wiatrową, sytuacja ta odbiła się na postrzeganiu ryzyka działalności w sektorze, utrudniła zawieranie kontraktów długoterminowych, a także w zasadzie wyeliminowała finansowanie bankowe w oparciu o formułę project finance. Z drugiej strony, zanim jeszcze doszło do załamania rynku świadectw, coraz częściej wyrażano pogląd, że wsparcie wytwarzania energii z OZE jest zbyt duże. Cenie świadectwa utrzymującej się przez lata na poziomie minimalnie niższym od opłaty zastępczej towarzyszył

The difference growing in 2012-2013 between the number of issued certificates of origin and the quantity of certificates presented for cancellation threw the market of certificates out of balance (the supply exceeded the demand) and led to a significant decrease of their prices since mid 2012 until the rock bottom in March 2013, when the monthly volume weighted average exchange rate dropped below PLN 130, and the price of certificates traded in OTC transactions reached PLN 182. Since the possibility of obtaining additional revenue from the sale of the certificate (apart from the revenue from the sale of electrical energy) is the basic condition of profitability of the investments in most RES types, including wind energy, this situation had an impact on perception of the operational risk in the sector, hindered concluding long-term contracts and practically eliminated bank financing based on the project finance.

On the other hand, before the market of certificates crashed, it was quite frequently heard that the support for producing RES energy is too high. The price of certificates maintained for many years on the level minimally lower than the compensation fee was accompanied by the drop

spadek kosztów produkcji (szczególnie nakładów inwestycyjnych na nowe turbiny wiatrowe) przy jednoczesnym wzroście efektywności instalacji, co w wielu wypadkach umożliwiało inwestorom uzyskanie stopy zwrotu istotnie wyższej od wymaganego przez nich minimum. Jako że zasadniczym celem istnienia systemu wsparcia jest zachęcenie inwestorów do budowy instalacji OZE bez generowania zbędnych kosztów, które obciążają ostatecznie odbiorców energii i podatników, w 2011 r. podjęto próbę naprawienia systemu świadectw (m.in. poprzez wprowadzenie współczynników korekcyjnych). Po dwóch latach pracy nad projektem został on jednak zarzucony. W Radzie Ministrów zapadła decyzja o stopniowym wycofaniu się z systemu opartego na świadectwach pochodzenia i zastąpieniu go modelem aukcyjnym – w założeniu tańszym i ułatwiającym władzom kontrolowanie kosztów.

## 4.2 Aukcyjny model wsparcia

Po ponad roku prac nad projektem nowej ustawy o odnawialnych źródłach energii został on wniesiony<sup>18</sup> do Sejmu. Projekt jest zasadniczo oparty na założeniach przedstawionych przez Ministerstwo Gospodarki we wrześniu 2013 r., aczkolwiek w toku konsultacji towarzyszących powstawaniu kolejnych wersji ustawy, wprowadzono do niej istotne zmiany, uwzględniając część postulatów branży. Planowaną datą wejścia w życie rozdziału 4, w którym uregulowano kwestie związane bezpośrednio z systemem wsparcia OZE, ma być 1 stycznia 2016 r. Zdaniem projektodawców, pomoc publiczna przyznawana na podstawie ustawy objęta będzie tak zwanym wyłączeniem blokowym, w związku z czym przed wprowadzeniem przepisów w życie nie jest konieczna notyfikacja i uzyskanie zgody Komisji Europejskiej. Część ekspertów prawnych uważa taką interpretację za ryzykowną; nie jest zatem wykluczone, że w toku prac legislacyjnych data wejścia rozdziału 4 w życie zostanie przesunięta o rok, co umożliwiłoby przeprowadzenie procedury notyfikacyjnej. Za koniecznością przesunięcia daty wejścia w życie modelu aukcyjnego przemawiają też inne czynniki, o których jest mowa w raporcie.

### 4.2.1 Założenia modelu

System aukcyjny (przetargowy) zakłada przyznanie, na zasadzie odwróconej aukcji (licytacja cen w dół), kontraktu na sprzedaż określonej ilości energii z OZE przez okres 15 lat, w podziale na poszczególne lata i przy zachowaniu trzyletnich okresów rozliczeniowych. Podstawowym kryterium wyboru projektów będzie cena za wytworzoną MWh energii elektrycznej, która nie będzie mogła przekroczyć tzw. ceny referencyjnej ustalonej na dany okres przez Ministra Gospodarki z uwzględnieniem wyników analiz ekonomicznych przedstawionych mu

in production prices (especially in investment outlays on new wind turbines) and the simultaneous growth of installation efficiency, which in many cases allowed the investors to obtain rates of return significantly higher than their required minimum. Since the main objective of the existence of the support scheme is encouraging investors to build RES installations without generating unnecessary costs, which ultimately burden energy end users and tax payers, in 2011 an attempt was made to upgrade the system of certificates (e.g. by introducing correction factors). After two years of work on the draft, however, it was abandoned. The Council of Ministers made a decision to phase out the system based on certificates of origin and replace it with an auction model – the assumption was that it should be cheaper and easier for the authorities to monitor the costs.

## Auction model of support

After over one year of work, the draft of the new Act on Renewable Energy Sources was introduced<sup>18</sup> to the Sejm. The draft is generally based on the assumptions presented by the Ministry of the Economy in September 2013, however, during consultations accompanying the formulation of the new versions of the Bill, some significant changes were introduced, which took into account the demands of the sector. The planned date of implementing Chapter 4 which regulates matters directly connected with the RES support scheme is January 1, 2016. According to the legislators, state aid granted on the basis of the Act will be covered by the so-called block exception so, before the new legal regulations come into force, it will not be necessary to notify and obtain the approval of the European Commission. Some legal experts believe that such interpretation is risky; therefore it is not impossible that during the course of legislative works, coming into force of the new Chapter 4 will be postponed for a year which would allow for conducting the notification procedure. Also other factors discussed in the Report suggest the necessity of postponing this date for a year.

## Assumptions of the model

The auction (tendering) system assumes granting, on the basis of a reversed auction (bidding prices down), the contract for the sale of a specific amount of RES energy for the period of 15 years, divided into particular years and while maintaining 3-year settlement periods. The basic criterion for selecting the projects will be the price for generated MWh of electrical energy which will not be able to exceed the so-called reference price defined for a particular period by the Minister of the Economy taking into account the results of economic analyses presented

<sup>18</sup> Projekt ustawy o odnawialnych źródłach energii z projektami aktów wykonawczych. Druk sejmowy nr 2604.

<sup>18</sup> Draft of the Act on Renewable Energy Sources with drafts of executive acts. Print no. 2604.



przez jednostki doradcze lub naukowo-badawcze dotyczące średnich kosztów wytwarzania energii elektrycznej z OZE. Aukcje organizowane będą odrębnie dla jednostek o mocy poniżej 1 MW oraz większych instalacji, lecz wspólnie dla wszystkich technologii; natomiast ceny referencyjne określane będą dla każdej technologii osobno. Wytwórca energii będzie miał obowiązek sprzedaży zakontraktowanej ilości energii z OZE nowoutworzonej spółce akcyjnej pod nazwą Operator Rozliczeń Energii Odnawialnej po ustalonej na aukcji cenie, indeksowanej corocznie wskaźnikiem inflacji CPI.

Do przetargu będą mogły przystępować jedynie te projekty, które przejdą tzw. prekwalifikację, tj.:

- posiadają warunki przyłączenia,
- w przypadku elektrowni lądowych – spełnią formalności związane z planowaniem przestrzennym,
- dysponują harmonogramem rzeczowo-finansowym inwestycji,
- w przypadku elektrowni morskich – uzyskały decyzję o uwarunkowaniach środowiskowych i pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp.

Dotychczasowy system wsparcia oparty na certyfikatach pochodzenia będzie nadal funkcjonował, co ma zapewnić ochronę praw nabytych inwestorów w OZE. Zarówno w przypadku aukcji jak i świadectw pochodzenia okres wsparcia trwać ma 15 lat (od dnia wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej potwierdzonego certyfikatem lub, odpowiednio, od pierwszego dnia wprowadzenia elektryczności do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej), jednak nie dłużej niż do końca 2035 r. Opłata zastępcza zostanie zamrożona na poziomie z 2014 r. tj. 300,03 zł/MWh.

W niniejszym rozdziale koncentrujemy się na przedstawieniu modelu aukcyjnego. Trzeba jednak zaznaczyć, że z powodów, o których będzie mowa w kolejnych częściach, system świadectw może przez wiele lat pozostać w orbicie zainteresowań inwestorów. W tym kontekście istotne jest, że w projekcie znalazły się także rozwiązania mające pomóc w szybkiej likwidacji nawisu nadpodażowego certyfikatów i mogące ułatwić zapobieganie powstawaniu nadpodaży w przyszłości. Najważniejszym z nich jest bez wątpienia ustalenie obowiązku przedstawiania świadectw do umorzenia na poziomie 20% sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym (w porównaniu z kwotą 13% obowiązującą w roku 2014). Należy do nich także pozbawienie wsparcia hydroelektrowni o mocy powyżej 5 MW (w praktyce są to wieloletnie, dawno zamortyzowane instalacje), ograniczenie wsparcia dla energii produkowanej w technologii współspalania biomasy (innych niż tzw. dedykowane<sup>19</sup> instalacje) do poziomu 0,5 certyfikatu za 1 MWh do

to him by advisory or science and research bodies concerning the average costs of producing electrical energy from RES. Auctions will be organized separately for units with the capacity below 1 MW and for larger installations, but jointly for all technologies, whereas the reference prices will be defined for each technology independently. The producer of energy will have the duty to sell the contracted amount of electrical energy from RES to the newly formed joint stock company called Operator Rozliczeń Energii Odnawialnej [Renewable Energy Settlement Operator] for the price agreed at the auction, adjusted annually by the CPI inflation index. The tenders will be opened only for the projects which will go through the so-called prequalification process, i.e.:

- they have conditions for the connection,
- for land-based power plants – they comply with the zoning rules,
- they have the schedule of work and expenditures of the investment,
- for offshore power plants – they obtained the decision on environmental conditions and the permit for the erection and occupancy of artificial islands.

The support scheme based on certificates of origin used so far will still function, which is to guarantee the protection of the acquired rights of RES investors. Both in the case of auctions and the certificates of origin, the support period will last 15 years (from the date of generating electrical energy for the first time confirmed by a certificate or, accordingly, from the first date of feeding the electricity to the distribution or transmission grid), however not longer than until the end of 2035. The compensation fee will be frozen at the level from 2014, i.e. PLN 300.03/MWh.

This chapter focuses on presenting the auction model. However, it must be said that due to the reasons which will be discussed in next sections, the system of certificates may remain in the sphere of interests of investors for many years to come. In this context it is important for the draft to include the solutions aimed at helping to quickly eliminate the surplus of certificates and at preventing oversupply in the future. The most important of them is undoubtedly defining the duty of submitting the certificates of origin for cancellation at the level of 20% of the electrical energy sold to end users (as compared to 13% binding for 2014). They also include taking away the support from hydro power plants with the capacity exceeding 5 MW (in practice they are long-term, amortized installations), limiting the support for the technology of biomass co-combustion (other than the so-called dedicated<sup>19</sup> installations) to the level of 0.5 certificate for 1 MWh until 2020, and setting a limit for

<sup>19</sup> Zgodnie z proponowaną definicją dedykowaną instalacją współspalania biomasy jest „instalacja spalania wielopaliwowego określona w wydanej przed 30 czerwca 2014 r. koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej (...), wyposażona w odrębne linie technologiczne dla przygotowania i transportu do komory paleniskowej biomasy, biopłynnu, biogazu lub biogazu rolniczego, których udział liczony według wartości energetycznej w łącznej ilości spalanej wszystkich paliw zużytych w tej instalacji przekracza 20%”.

<sup>19</sup> According to the proposed definition, a dedicated installation of biomass co-combustion is "the installation for multi-fuel combustion stipulated in a concession issued before June 30, 2014, for production of energy (...), equipped with separate technological lines for the preparation and transport biomass, bioliquid, biogas or agricultural biogas to the furnace chamber, whose share calculated according to the calorific value in the total quantity of all fuels burned in this installation exceeds 20%".

2020 r. oraz ustanowienie dla instalacji współspalania (łącznie z dedykowanymi) limitu liczby megawatogodzin uprawniających do otrzymania świadectw na poziomie średniej produkcji z lat 2011-2013.

Zmodyfikowane zostać mają także zasady ustalania poziomu obowiązkowego umarzania świadectw pochodzenia poprzez uwzględnienie m.in. prognoz zapotrzebowania na energię oraz łącznych mocy wytwórczych objętych dotychczasowym systemem wsparcia. Ponadto proponuje się wprowadzenie częściowego obciążenia na rynku certyfikatów oraz – co stanowi raczej kosmetyczną zmianę – uniemożliwienie spełniania obowiązku umorzenia świadectw poprzez uiszczenie opłaty zastępczej w sytuacji, gdy ich średnia cena rynkowa jest niższa niż 75% opłaty.

Właściciele instalacji funkcjonujących w systemie certyfikатовym (tzn. takich, które rozpoczną produkcję energii elektrycznej przed dniem wejścia w życie rozdziału 4 ustawy o OZE) będą mogli także zdecydować się na wzięcie udziału w aukcji, przy czym aukcje dla farm już eksploatowanych organizowane będą na innych zasadach niż dla nowych. Chodzi w szczególności o cenę referencyjną, zdefiniowaną jako suma ceny rynkowej świadectwa pochodzenia z lat 2011-2013 oraz ceny energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym z poprzedniego roku (średnia cena świadectwa z uwzględnieniem transakcji sesyjnych oraz pozasesyjnych, zarejestrowanych na TGE, wyniosła ok. 240 PLN). W przypadku wygranej przejście do nowego systemu będzie obowiązkowe.

#### 4.2.2 Intencje projektodawców

Jak już wspomniano, najważniejszym motywem wprowadzenia systemu aukcyjnego była chęć ograniczenia kosztów wsparcia, szczególnie w stosunku do nowych instalacji. Projektodawcom przyświecały także cele związane z:

- koniecznością dalszego zwiększenia mocy zainstalowanej OZE w Polsce, tak aby możliwe było wywiązanie się z celów określonych w prawie wspólnotowym, co wymaga stworzenia systemu dostatecznie atrakcyjnego dla inwestorów – zarówno z punktu widzenia stopy zwrotu, jak i ponoszonego ryzyka,
- chęcią zapewnienia władzom wykonawczym większej kontroli nad kosztami systemu wsparcia i umożliwienia im bezpośredniego ograniczania przyrostu mocy zainstalowanej, w przypadku gdyby miało dojść do przyspieszenia rozwoju OZE większego niż wynikające z rzeczywistych potrzeb polityki energetycznej,
- obawami o zbyt szybki rozwój źródeł „niestabilnych”, tzn. wiatrowych i fotowoltaicznych, który – zdaniem projektodawców – mógłby prowadzić do trudności z bilansowaniem energii w systemie przesyłowym i dystrybucyjnym, jakie stały się udziałem Niemiec czy Czech.

Pochodną tych intencji jest – poza wyłączeniem części instalacji z systemu, ograniczeniem wsparcia

co-combustion (also dedicated) installations of MWh qualifying for obtaining a certificate at the level of average production from 2011-2013.

The next modification will concern the rules of setting the levels of obligatory cancellations of certificates of origin through taking into account e.g. the forecasted energy demands and the total generation capacities of sources covered by the existing support scheme. Additionally, it has been proposed to introduce a partial exchange obligation on the certificate market, plus - this being a rather cosmetic change - to revoke the possibility of fulfilling the duty of certificate cancellation by paying a compensation fee in a situation when their average market price is lower than 75% of the fee.

The owners of installations which operate under the certificate system (i.e. those which will start production of electrical energy before Chapter 4 of the RES Act comes into force) will also be able to decide about taking part in the auction, whereas auctions for already operational farms will be organized according to different rules than for the new ones. This refers to the reference price in particular defined as the sum of the market price of the certificate of origin from 2011-2013 and the price of electrical energy on the competitive market from the previous year (the average price of the certificate of origin taking into account session and OTC transactions registered on the Polish Power Exchange was approx. PLN 240). In case of winning, the transition to the new system will be obligatory.

#### Intentions of legislators

As it has been mentioned before, the most important reason for the implementation of the auction system was the limitation of the costs of support, in particular in relation to new installations. Its initiators also took into account the aims connected with:

- the necessity of further increase of the capacity of RES installed in Poland, so that it would be possible to meet the targets stipulated in the EU legislation, which requires creating a system that would be attractive enough for the investors - both in terms of rate of return and the risk they have to assume,
- the will to grant executive authorities higher control over the costs of the support scheme and allow them to directly limit the growth of the installed capacity in case there was an increase in the speed of RES development faster than resulting from the real needs of the energy policy,
- the fear of too fast development of “unstable sources”, i.e. wind and photovoltaic, which - according to the initiators - could lead to difficulties in balancing the energy in the transmission and distribution grid, which were experienced in Germany or in the Czech Republic.

The consequence of these intentions is - apart from excluding some of the installations from the scheme, limiting the support for co-combustion and a ban

współspalania i zakazem uczestniczenia w aukcjach instalacjom spalania biomasy o mocy powyżej 50 MWe (chyba że produkują w skojarzeniu ciepło, dysponując mocą do 150 MWt) – nadanie Ministrowi Gospodarki uprawnień dotyczących:

- wskazywania ceny referencyjnej, przy czym pole manewru będzie szczególnie duże w przypadku aukcji dla nowych projektów,
- corocznego zmniejszania obowiązku przedstawiania świadectw do umorzenia z wyjściowego poziomu 20%,
- ustalania<sup>20</sup> łącznego budżetu ilościowego i wartościowego aukcji na kolejny rok, w tym budżetu przeznaczanego specjalnie na aukcje dla instalacji o mocy do 1 MW.

Równie istotne jest łączne traktowanie wszystkich technologii, tzn. zmuszenie przedsiębiorców inwestujących w technologie droższe do bezpośredniego konkutowania na aukcjach z tańszymi instalacjami, przy czym konkurencja ta może zostać ograniczona poprzez nałożenie na tańsze technologie niskich cen referencyjnych, co mogłoby wyeliminować wiele projektów z aukcji i pozostawić miejsce na technologie droższe, bądź poprzez administracyjne ograniczenie kupowanej na aukcjach liczby megawatogodzin pochodzących z technologii „niestabilnych” (w praktyce – głównie z lądowych elektrowni wiatrowych, czyli instalacji najtańszych). W tak skonstruowanym systemie rozwój morskiej energetyki wiatrowej w polskiej wyłącznej strefie ekonomicznej będzie w przewidywalnej przyszłości bardzo utrudniony ze względu na relatywnie wysokie koszty inwestycyjne i eksploatacyjne.

Projektodawcy ustawy o OZE zdecydowali się na wprowadzenie w ramach aukcji dodatkowych ograniczeń ilości energii wyprodukowanej ze źródeł „niestabilnych” przyjmując próg produktywności na poziomie 4000 MWh na megawat rocznie. Progu tego nie przekroczą w szczególności lądowe instalacje wiatrowe i fotowoltaiczne. Ograniczenia te mają być wynikiem konsultacji z operatorami systemów dystrybucyjnych, przy czym nie jest jasne, na jakiej podstawie operator miałby deklarować niezdolność do przyjęcia do sieci określonej ilości energii elektrycznej ze źródeł „niestabilnych”, skoro wobec źródeł tych wydał obowiązujące w momencie prekwalfikacji warunki przyłączenia.

Zasadniczą cechą systemu aukcyjnego jest brak gwarancji, że wyprodukowaną energię będzie można sprzedać po cenie przekraczającej rynkową cenę energii elektrycznej (lub uzyskać jakiegokolwiek inne wsparcie), do czasu wygrania aukcji. Samo wzięcie udziału w aukcji wymaga doprowadzenia projektu do etapu pozwolenia na budowę, co z punktu widzenia regulatora rynku nie daje pewności, że dany projekt zostanie ukończony i uruchomiony. Stąd wprowadzony ma zostać czteroletni termin ukończenia inwestycji (6 lat w przypadku

from participation in auctions for biomass combustion installations with the capacity exceeding 50 MWe (unless they produce associated heat with the capacity of up to 150 MWt) – granting the Minister of the Economy the rights concerning:

- setting the reference price whereas the room for adjustments will be especially high in auctions for new projects,
- annual limitation of the duty to submit certificates for cancellations from the entry level of 20%,
- defining<sup>20</sup> the total quantitative and valutive budget for auctions for the next year, including the budget assigned for special auctions for installations with the capacity of up to 1 MW.

Also important is the joint treatment of all technologies, i.e. forcing the entrepreneurs who invest in more expensive technologies to directly compete at auctions with cheaper installations, whereas this competition may be limited by imposing low reference prices on cheaper technologies, which could eliminate many projects from auctions and leave the room for more expensive technologies, or by administrative limits of the quantity of megawatt hours bought at auctions, which come from “unstable” sources (in practice - mostly from land and offshore wind installations, so the cheaper ones). In the system designed in this way, the development of offshore wind energy in the exclusive economic zone of Poland will be very difficult in the foreseeable future due to relatively high costs of investments and operations. The initiators of the RES Bill decided to implement within the auctions additional limits of the amounts of energy produced from “unstable” sources adopting the productivity threshold at the level of 4,000 MWh per megawatt annually. This threshold will not be crossed by land wind and photovoltaic installations in particular. The limitations are said to be the results of consultations with operators of distribution systems whereas it is not clear on what basis the operator could declare the inability to accept a specific amount of electrical energy from “unstable” sources to the grid since he issued the conditions for the connection for such sources, which were binding at the time of prequalification.

The major feature of the auction system is the lack of guarantee that the produced energy will be sold at the price higher than the market price of electrical energy (or that it will be possible to obtain any other form of support) until the time of winning the auction. Taking part in an auction alone requires carrying the project to the building permit stage which, from the point of view of the market regulator, does not give the assurance that the particular project will be finished and launched. Hence there should be an implementation of the four-year period of completing the investment (6 years for offshore wind farms, 2 years for photovoltaic installations), and the duty

<sup>20</sup> Z formalnego punktu widzenia łączny roczny budżet ustalać będzie Rada Ministrów, niemniej głos Ministerstwa Gospodarki w tej sprawie prawdopodobnie będzie decydujący.

<sup>20</sup> From the formal point of view the total annual budget will be decided by the Council of Ministers, however, the voice of the Ministry of the Economy in that matter will probably be decisive.

morskich farm wiatrowych, 2 lat w przypadku instalacji fotowoltaicznych) i obowiązek informowania URE o przebiegu prac nad zwycięskim projektem, a wzięcie udziału w aukcji wymagało będzie wniesienia kaucji w wysokości 30 tys. PLN za megawatt. W przypadku nierozpoczęcia produkcji energii elektrycznej w wymaganym przepisami terminie kaucja zostanie utracona.

### 4.2.3 Szanse i zagrożenia dla inwestorów

Największym chyba zagrożeniem systemu aukcyjnego, które dotknęłoby zarówno rynek postrzegany z perspektywy regulatora, jak i przedsiębiorców faktycznie zainteresowanych inwestycjami w OZE, jest tzw. *underbidding* – zjawisko obserwowane w części krajów, które wprowadziły podobne systemy. Polega ono na zgłaszaniu przez uczestników aukcji ofert na tyle niskich, że inwestycja w zwycięski projekt staje się nieopłacalna i w efekcie nie zostaje on ostatecznie uruchomiony. Tymczasem uczestnicy proponujący realistyczne ceny przegrywają aukcje i ze względów oczywistych również nie doprowadzają projektów do fazy operacyjnej. W skrajnym przypadku, moce zaplanowane przez regulatora rynku nie powstają w ogóle.

*Underbidding* ma niejednokrotnie racjonalne podłoże – jeśli inwestor oczekuje spadku kosztów inwestycyjnych (ponoszonych nieraz 2-4 lata po wygraniu aukcji) lub kosztów eksploatacji projektu, może zgłosić ofertę atrakcyjną dla organizatora przetargu (niską cenę megawatogodziny), wygrać aukcję, a następnie – zależnie od tego, czy optymistyczne przewidywania się spełnią – wywiązać się z podjętego zobowiązania bądź nie. Środki defensywne zaproponowane przez projektodawców – zakaz uczestniczenia w aukcjach przez kolejne 3 lata oraz utrata kaucji – wydają się dalece niewystarczające. Zakaz łatwo będzie obejść, choćby przenosząc projekt do innej spółki, natomiast kwota kaucji (ustalona na niewygórowanym poziomie zapewne po to, aby nie blokować mniejszym inwestorom dostępu do rynku) stanowi jedynie ułamek kosztów niezbędnych do doprowadzenia projektu do prekwalfikacji. Kwota 30 tys. zł na MW nie wydaje się stanowić zbyt silnej ochrony ani przed *underbiddingiem*, ani przed uchyleniem się od realizacji projektu w sytuacji, w której doprowadzenie projektu do fazy operacyjnej jest wysoce kapitałochłonne i po złożeniu zbyt niskiej oferty może oznaczać straty dużo wyższe od kwoty kaucji.

Drugim niepożądanym zjawiskiem byłoby kształtowanie cen referencyjnych na zbyt niskim lub zbyt wysokim poziomie. W pierwszym przypadku organizator odbywających się w danym roku aukcji nie byłby w stanie zrealizować ich budżetu z braku chętnych (w skrajnych przypadkach aukcje byłyby unieważniane wobec nieotrzymania wymaganego minimum trzech ofert). W drugim wypadku efekt uzależniony byłby od tego, czy złożone oferty będą wobec siebie nawzajem faktycznie konkurencyjne, czy też uczestnicy – tak jak to obserwowano niejednokrotnie w innych krajach – oferować

to inform the Energy Regulatory Office URE about the progress of the works on the winning project, while the participation in an auction will require paying a security of PLN 30 thousand per megawatt. In case of failing to start the production of electrical energy within the legally binding period, the security will be forfeited.

### Threats and opportunities for investors

Probably the biggest threat of the auction system which would affect both the market seen from the perspective of the regulator and the companies actually interested in RES investments is underbidding. It is a phenomenon observed in some of the countries which have introduced similar systems. The participants of the auction make offers so low that the investment in the winning project becomes unprofitable and, consequently, it is not finally launched. At the same time participants who offer realistic prices lose the auctions and for obvious reasons never carry out the projects into the operational stage. In an extreme situation the capacities planned by the market regulator are never developed.

Underbidding very often has rational foundations - if the investor expects a drop in investment costs (borne often for 2-4 years after winning the auction) or the costs of operating the project, he can place an offer attractive for the organizer of the tender (low price for a megawatt hour), win the auction and then - depending if the optimistic forecasts turn out to be true - fulfill the undertaken obligations or not. Defensive measures proposed by the initiators - a ban from participation in auctions for the next 3 years and losing the security - seem largely insufficient. The ban will be easy to avoid, e.g. by moving the project to a different company whereas the value of the auction (set at a relatively low level probably in order not to block smaller investors from the market) is only a fraction of the costs required to prequalify the project. The amount of PLN 30 thousand per MW does not seem to be a sufficiently strong protection against underbidding, nor from evading the execution of the project in a situation in which carrying the project to the operational stage requires large capital and, after placing an offer too low, it may mean losses much higher than the value of the auction.

The second undesirable phenomenon would be setting reference prices at a too low or too high level. In the first case the organizer of auctions in a particular year would not be able to achieve the budget due to the lack of participants (in extreme cases the auctions would be declared invalid due to failing to guarantee the required three offers). In the second case, the effect would depend on the fact if the placed offers would be actually competitive against one another, if the participants – just like it was often observed in other countries – would offer a price slightly below the reference price using this price as a guideline as to the acceptable level of the offer. If the process is not fully competitive and the prices are





Opóźniające się prace nad ustawą o OZE nie wpływają na dzień dzisiejszy na nasze plany strategiczne, a cele, które sobie wyznaczaliśmy w perspektywie roku 2020 wydają się być osiągalne. Oczywiście niepewność co do ostatecznego kształtu przepisów zwiększa ryzyko, obecnie obserwujemy jednak wzmożoną ilość inwestycji, które mają być uruchomione do końca roku 2015. Nasze cele strategiczne dotyczące budowy portfela OZE osiągać będziemy głównie poprzez akwizycje zaawansowanych projektów – w najbliższych latach głównie wiatrowych na lądzie – więc zamierzamy reagować dynamicznie na zmieniającą się sytuację. Kiedy ostateczne zapisy ustawy będą znane w szczegółach, dostosujemy się odpowiednio do takiej sytuacji. Biorąc pod uwagę obecny kształt projektu ustawy, z punktu widzenia rozwoju lądowej energetyki wiatrowej, najmniej dopracowana wydaje się być kwestia okresu przejściowego. Wątpliwości może budzić także to, w jakim stopniu zostaną zrealizowane te inwestycje, które wygrają aukcje.



**Michał Prażyński**

Wiceprezes Zarządu ds.  
Energetyki Odnawialnej  
Vice-President of the Board  
for Renewable Energy  
ENEA Wytwarzanie S.A.

The delayed works on the Bill on Renewable Energy Sources (RES) so far have not had any impact on our strategic plans, and the objectives we had set for the year 2020 seem to be attainable. Naturally the uncertainty as to the final shape of the regulations is increasing the risk, nevertheless currently we are able to observe the growing number of investments which are to be launched by the end of 2015. Our strategic objectives to develop the RES portfolio will be accomplished mostly through acquisitions of advanced projects - in the coming years of mostly land-based wind projects - so we intend to react dynamically to the changing situation. As soon as the final provisions of the Act will be announced in detail, we will adjust accordingly. Taking into account the current shape of the draft, from the point of view of the development of land-based wind power sector, the question of the transition period seems to be the least refined. What may also raise certain doubts is how advanced the investments winning the auctions will be.

będą cenę nieznacznie niższą od ceny referencyjnej, kierując się tą ceną jako wskazówką co do akceptowalnego poziomu oferty. Jeśli proces nie będzie w pełni konkurencyjny i ceny będą wyższe od optymalnych, to co prawda uda się zrealizować wartościowy budżet aukcji na dany rok (obciążając odbiorców końcowych pełnymi zaplanowanymi kosztami), natomiast wydatek ten nie wygeneruje pożądanego wolumenu inwestycji. W rezultacie, inwestorzy dysponującymi potencjalnie opłacalnymi projektami zostaną pozbawieni możliwości ich dokończenia, za to nieliczni zwycięzcy otrzymają od państwa ponadnormatywne wsparcie.

Z punktu widzenia sektora wiatrowego sporą niedogodnością oraz czynnikiem zwiększającym zarówno ryzyko jak i koszty będzie wprowadzenie zasady, że zadeklarowaną na aukcji ilość energii elektrycznej zwycięzca będzie zobowiązany wytworzyć (i sprzedać) bez względu na panujące warunki wiatrowe. Rygor ten złagodzony zostanie przez trzyletnie okresy rozliczeniowe, umożliwiające w krótkim okresie uzupełnianie niedoborów i sprzedaż nadwyżek. W przypadku jednak niewytworzenia w danym okresie wycytowanej ilości energii, projekt zostanie obciążony karą równą połowie różnicy między ceną aukcyjną a rynkową, pomnożonej przez niedobór wyprodukowanej energii w megawatogodzinach. W razie wystąpienia nadwyżki, inwestor nie otrzyma za nią ceny aukcyjnej, co oznacza, że w odniesieniu do nieprzewidzianych megawatogodzin nie otrzyma żadnego wsparcia. Biorąc pod uwagę błędy pomiaru występujące przy badaniu warunków wietrznych, jak i naturalną zmienność i losowość siły wiatru, można spodziewać się nie tylko dużych wahań trzyletniej produkcji energii elektrycznej, ale też rozbieżności pomiędzy spodziewaną produktywnością farmy

higher than optimal, it may be possible to achieve the valutive budget of the auctions for the particular year (by pushing the complete planned costs on the end users) but this expenditure will not generate the required volume of investments. Consequently, investors with potentially profitable projects will be deprived of the possibility of completing them and the few winners will receive excessive support from the state.

From the point of view of the wind sector an inconvenient factor increasing risk and cost will be the implementation of the rule that the winner will have the obligation to produce (and sell) the amount of energy declared at the auction regardless of the existing wind conditions. This discipline will be alleviated by three-year settlement periods allowing for making up for the shortages and selling the surplus. If however, in a particular time, the project does not produce the auctioned amount of energy, it will have to suffer a penalty equal to a half of the difference between the auction price and the market price multiplied by the lack of produced energy in megawatt hours. If a surplus occurs, the investor will not receive the auction price for it, which means that in the case of unplanned megawatt hours, he will not receive any support. Taking into account the measurement mistakes which occur in researching wind conditions, as well as the natural changeability and randomness of wind strength, one may expect not only large fluctuations in the three-year production of electrical energy, but also differences between the planned productivity of the farm and the average results obtained in the whole 15 years of the support period.

Finally, a major threat is the limitation of the access to auctions for projects which generate below 4,000 MWh/MW justified by the requirements of the operators of

a średnimi wynikami uzyskanymi w całym piętnastoletnim okresie wsparcia.

Wreszcie istotnym zagrożeniem jest ograniczenie dostępu do aukcji projektów generujących poniżej 4000 MWh/MW pod pretekstem wymagań operatorów sieci dystrybucyjnych i przesyłowej. Duża doza arbitralności w podejmowaniu decyzji o tym, jak bardzo restrykcyjne ma być ograniczenie, z punktu widzenia inwestora rozważającego doprowadzenie projektu do etapu pozwolenia na budowę (co umożliwi wzięcie udziału w aukcji) stanowi niebagatelny czynnik ryzyka regulacyjnego. Nie sposób zresztą rozpatrywać tego limitu w oderwaniu od wspomnianego już faktu, że źródła niskoproduktywne wynagradzane będą jedynie za sprzedaż energii faktycznie wytworzonej w trzyletnim okresie rozliczeniowym, a w przypadku niedostarczenia deklarowanej liczby megawatogodzin inwestorzy obciążani będą dotkliwymi karami. Mechanizm ten podniesie koszty źródeł generujących poniżej 4000 MWh/MW rocznie, przez co uczyni je mniej konkurencyjnymi. Przy tym instalacje wiatrowe i fotowoltaiczne obciążane są przez operatorów kosztami bilansowania energii w systemie. W efekcie i bez dodatkowego limitu ich niskoproduktywny charakter zostałby w nowym systemie wsparcia „ukarany” w dwójnasób.

Poza „systemowymi” zagrożeniami, będącymi cechami systemu aukcyjnego w jego projektowanej formie, należy też dostrzec ryzyka związane z zaprzestaniem przyznawania producentom świadectw pochodzenia wraz z wprowadzeniem aukcji. Chodzi przede wszystkim o brak w ustawie okresu przejściowego, w którym organizowane byłyby aukcje dla projektów będących na etapie pozwolenia na budowę, a jednocześnie wytwórcy rozpoczynający produkcję otrzymywaliby jeszcze uprawnienie do wsparcia w formie certyfikatów. Obecna wersja planowanej ustawy o OZE przewiduje, że inwestorzy, którzy nie zdążą wprowadzić pierwszej megawatogodziny do sieci dystrybucyjnej przed wejściem w życie rozdziału 4 (tzn. według intencji projektodawców – przed 1 stycznia 2016 r.), będą skazani na udział w aukcjach dla „nowych” projektów, choćby nawet opóźnienie wyniosło jeden dzień. Oznacza to konieczność konkurowania na aukcjach z projektami mającymi jedynie pozwolenie na budowę i potencjalnie ogromne „koszty utopione” bez gwarancji ich odzyskania. Z systemowego punktu widzenia oznacza to także pojawienie się luki inwestycyjnej, czyli okresu rozpoczynającego się ok. 15 miesięcy przed wejściem w życie rozdziału 4, a kończącego się w momencie ogłoszenia wyników pierwszej aukcji, w którym inwestycje z pozwoleniem na budowę nie będą w ogóle kontynuowane z obawy o brak wsparcia.

System aukcyjny oznacza też dla inwestorów niewątpliwie korzyści, oczywiście pod warunkiem wygrania aukcji i to nie poprzez underbidding. Otrzymywanie w okresie wsparcia taryfy stałej indeksowanej inflacją oznacza bardzo znaczące obniżenie ryzyka rynkowego w porównaniu z podatnym na wahania systemem świadectw pochodzenia. Dla właścicieli instalacji

the distribution and transmission grid. Apart from high arbitrariness of making decisions about how restrictive this limitation should be, from the point of view of the investor who is considering carrying the project to the building permit stage (which will allow for participating in auctions), it is a serious factor of regulatory risk. It is impossible not to consider this limitation separately from the fact that less effective sources will be remunerated only for the sale of energy actually produced in a three-year settlement period and if the declared amount of megawatt hours is not delivered, the investors will suffer severe penalties. This mechanism will increase the costs of the sources which generate less than 4,000 MWh/MW per year, which makes them less competitive. At the same time wind and photovoltaic installations will be burdened by the operators with the costs of balancing the energy in the grid. As a result, and without an additional limitation, their less effective character would be “punished” doubly in the new support scheme.

Apart from “systemic” threats which are the characteristics of the auction system in its drafted form, one must also see the risks connected with the stop of granting certificates of origin to producers at the moment of implementing auctions. It concerns the fact that the Act does not assume the existence of a transition period in which auctions would be organized for projects which are in the building permit stage and, at the same time, the producers who start production would still receive the right to the support in the form of certificates. The current version of the RES Act assumes that investors who will not manage to feed the first megawatt hour to the distribution grid before Chapter 4 comes into force (i.e. according to the intentions of the initiators – before January 1, 2016) will be forced to take part in auctions for “new” projects, even if the delay was only one day. This means the necessity to compete in auctions with projects which only have a building permit and potentially large “sunk costs” without the guarantee of recovering them. From the systemic point of view it also means that an investment gap will appear, i.e. a period starting approximately 15 months before Chapter 4 comes into force and which will finish at the time of announcing the results of the first auction in which investments with a building permit will not be continued due to the fear of lack of support.

The auction system also means unquestionable benefits for the investors, of course, under the condition of winning the auction and not through underbidding. Receiving a fixed tariff adjusted to the inflation during the support period means very significant lowering of the market risk in comparison with system of certificates of origin susceptible to fluctuations. The owners of wind and photovoltaic installations will feel it the strongest because those technologies do not use fuels so they are separated from the risk of changing prices of resources. In the case of other RES, with the development of the market, a certain correlation can be observed between the prices of biofuels and prices of fossil fuels

wiatrowych i fotowoltaicznych będzie to odczuwalne w największym stopniu, ponieważ są to technologie bezpaliwowe, a zatem odizolowane od ryzyka zmian cen surowców. W przypadku pozostałych OZE w miarę rozwoju rynku daje się zaobserwować pewną korelację pomiędzy cenami biopaliw a cenami paliw kopalnych i energii elektrycznej, zatem niższe ceny paliw wykorzystywanych w generacji w pewnym stopniu kompensują inwestorom spadki cen energii elektrycznej. Po wygraniu przez projekt aukcji i zagwarantowaniu mu stałej taryfy ryzyko dalszych inwestycji powinno znacznie spaść, co oznacza obniżenie kosztu kapitału, zmniejszenie progu rentowności i wzrost wartości bieżącej netto projektu. Dalsze uwagi na ten temat zawarte zostały w części raportu dotyczącej profilu ryzyka projektu wiatrowego. Ponadto dodatkową szansą stojącą przed inwestorami, którzy ukończą lub nabędą projekty uruchamiane przed wejściem w życie ustawy, jest darmowa opcja przejścia do nowego systemu przy jednoczesnej możliwości pozostania w systemie certyfikатовym – zależnie od tego, który wariant będzie w danym momencie bardziej opłacalny. Korzyści płynące z tej elastyczności przedstawiamy w części dotyczącej rentowności projektów wiatrowych w kontekście podwójnego systemu wsparcia.

and electrical energy, so lower costs of fuels used in generation, to a certain extent compensate investors for the dropping prices of electrical energy. After the project wins the auction and has a guaranteed fixed tariff, the risk of further investments should drop significantly, which means lowering the cost of capital, lowering the break-even point, and the growth of net value of the current project. More comments on this topic have been included in the section of the Report concerning the risk profile of a wind project.

Additionally, another opportunity which the investors have when they complete or purchase projects launched before the Act becomes effective is the free option of switching to the new system with the simultaneous possibility of remaining in the certificate system - depending on which variant will be more profitable at the time. Benefits of this flexibility will be presented in the section concerning the profitability of wind projects in the context of the dual support scheme.

## 5 Rentowność projektów wiatrowych

### 5.1 Charakterystyka inwestycji w energetykę wiatrową

Rok 2013 był rekordowy pod względem przyrostu mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych w Polsce. Według przytaczanych już w raporcie danych opublikowanych przez URE wyniosła ona na koniec 2013 r. 3 390 MW, co oznacza, że w trakcie roku zainstalowano 893 MW. Dla porównania, na koniec 2013 roku moc zainstalowana w elektrowniach wodnych wyniosła 970 MW (przyrost 6 MW), w elektrowniach na biomasę 987 MW (+66 MW), w elektrowniach na biogaz 162 MW (+31 MW), a w elektrowniach słonecznych 1,9 MW (+0,6 MW). W pierwszej połowie 2014 r. tempo oddawania nowych instalacji wiatrowych spadło o około 25%.

## Profitability of wind projects

### Characteristics of investments in wind energy

Year 2013 was record breaking due to the growth of the installed capacity of wind farms in Poland. According to data of the Energy Regulatory Office URE already quoted in the Report, it amounted to 3,390 MW at the end of 2013, which means that during the year 893 MW were installed. As a comparison, at the end of 2013 the capacity installed in hydro power plants amounted to 970 MW (growth of 6 MW), in biomass power plants 987 MW (+66 MW), in biogas power plants 162 MW (+31 MW), and in solar power farms 1.9 MW (+0.6 MW). In the first half of 2014, the speed of launching new wind farms decreased by about 25%.



Przyrost mocy zainstalowanych w polskich elektrowniach wiatrowych / Growth of installed capacity in Polish wind power plants

[MW]	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	6 m 2014
Zainstalowana moc Installed capacity	83	153	288	451	725	1 180	1 616	2 497	3 390	3 727
Przyrost w okresie Growth in a period		69	135	163	274	456	436	880	893	337

\*\_źródło: TPA Horwath na podstawie danych Urzędu Regulacji Energetyki  
source: TPA Horwath based on the data of the Energy Regulatory Office

W poprzednich latach inwestycje w energetykę wiatrową cieszyły się dużą popularnością ze względu na fakt, że postrzegane były jako zapewniające stosunkowo wysoką stopę zwrotu przy ograniczonym ryzyku. Wskutek rosnącej nadpodaży świadectw, równoznacznego z faktycznym spadkiem wsparcia dla OZE, a także niepewności regulacyjnej, związanej z brakiem decyzji dotyczącej głównych założeń planowanego systemu wsparcia, klimat wokół energetyki wiatrowej znacznie się pogorszył. Tempo rozwoju projektów na wczesnym etapie spadło. Wyjątkowość roku 2013 polega na tym, że kończono w nim projekty, które w momencie rozpoczęcia bessy na rynku certyfikatów (w pierwszej połowie 2012 r.) były już relatywnie zaawansowane, przy czym wciąż nie było jasne, czy załamanie rynku ma charakter przejściowy czy bardziej trwały. Prognozowanie opłacalności projektów wiatrowych w tych warunkach jest szczególnie trudne, a niepewność dotycząca oceny rentowności przekłada się na trudności z uzyskaniem finansowania dłużnego na satysfakcjonujących warunkach.

## 5.2 Nakłady inwestycyjne i koszty operacyjne

Inwestycje w elektrownie wiatrowe wymagają poniesienia stosunkowo wysokich nakładów, rekompensowanych niskimi kosztami eksploatacji równymi około 3-4% nakładów inwestycyjnych rocznie. Wielkość nakładów uzależniona jest od typu zastosowanej technologii oraz lokalizacji elektrowni i może się wahać od 5,0 mln zł do 7,5 mln zł za 1 MW mocy. Średnie nakłady inwestycyjne na 1 MW energii wyprodukowanej w elektrowni wiatrowej (lądowej) w dużych instalacjach wynoszą obecnie około 6,5 mln zł. W przypadku elektrowni wiatrowych morskich nakłady inwestycyjne szacuje się na poziomie 13-14 mln zł/MW, choć niepewność regulacyjna w sferze wymagań środowiskowych, przyłączeniowych czy choćby podatkowych powoduje, że szacowanie ich obarczone jest wyjątkowo dużą niepewnością.

Nakłady inwestycyjne to w dużej mierze koszt turbin, który stanowi od 65% do 75% ich łącznej wartości. Poza tym inwestor ponosi m.in. koszty budowy infrastruktury, fundamentów, przygotowania projektu i przyłączenia do sieci.

Wyniki farm wiatrowych nie są zdeterminowane przez kształtowanie się cen podstawowych surowców, ponieważ w swojej działalności nie wykorzystują paliwa niezbędnego do wytwarzania energii. To także podsektor wytwarzania energii cechujący się jednym z najniższych kosztów pracy. Są to zdecydowane zalety i przewagi elektrowni wiatrowych nad konwencjonalnymi źródłami energii. Koszty eksploatacji farmy wiatrowej są stosunkowo niskie w porównaniu do nakładów inwestycyjnych i do kosztów operacyjnych innych technologii (z wyjątkiem fotowoltaniki, przy czym jednak dwa razy niższa – w polskich warunkach klimatycznych – produktywność tej technologii obecnie eliminuje ją z bezpośredniej konkurencji kosztowej z wiatrem na lądzie).

In previous years investments in wind energy enjoyed popularity due to the fact that they were perceived as ensuring quite high rate of return with limited risk. Due to an increasing oversupply of certificates, equivalent to a real decrease of support for RES, as well as regulatory uncertainty related to the lack of decision regarding main assumptions of the planned support scheme, the atmosphere around wind energy has worsened significantly. The speed of developing projects in their early stages has fallen. The uniqueness of 2013 is based on the fact that the investments which at the moment of the slowdown of the market of certificates (in the first half of 2012) were relatively advanced, were being finished in that year, whereas it was still not clear whether the breakdown on the market is of a temporary or rather permanent character. Forecasting profitability of wind projects is particularly difficult in these conditions, and the uncertainty regarding the profitability assessment translates into difficulties with receiving debt financing under satisfactory conditions.

### Investment outlays and operational costs

Investments in wind farms require bearing quite a number of outlays, compensated by low operation costs equal to approximately 3-4% of investment outlays annually. The amount of outlays depends on a kind of applied technology and the location of a wind farm, and it may fluctuate from PLN 5.0 million to PLN 7.5 million for 1 MW of capacity. Average investment outlays for 1 MW of energy produced in a wind (land-based) power plant in large installations amount at present to approximately PLN 6.5 million. In the case of offshore wind farms investment outlays are estimated at PLN 13-14 million per MW, although regulatory uncertainty within the environmental, connection and even tax requirements causes that their valuation is burdened with a high dose of ambiguity.

Investment outlays are mainly the costs of turbines, which constitute from 65% to 75% of their total value. Moreover, the investor bears, among others, the costs of constructing the infrastructure, foundations, project preparation and connection to the grid.

Results achieved by wind farms are not determined by shaping of the prices of basic raw materials because in their activity they do not use fuel necessary for energy production. It is also a subsector of energy production characterized by one of the lowest costs of work. These are the most important virtues and advantages of wind power plants over conventional sources of energy. Operational costs of a wind farm are relatively low as compared to investment outlays and to operational costs of other technologies (except for photovoltaics, whereas twice lower - in Polish climatic conditions - productivity of this technology at present eliminates it from direct cost competition with wind on land).

Operational costs in land wind energy (without depreciation) fluctuate within PLN 220-270 thousand/



Koszty operacyjne w lądowej energetyce wiatrowej (bez amortyzacji) wahają się w granicach 220-270 tys. zł/MW/rok. Koszt serwisowania farm wiatrowych (O&M) stanowi średnio aż 50% wszystkich kosztów operacyjnych. Wysokość tych kosztów w głównej mierze uzależniona jest od zastosowanych turbin wiatrowych. Za obsługę serwisową zazwyczaj odpowiedzialny jest ich dostawca, przynajmniej w okresie gwarancji, 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 zależy od inwestora, a opłaty mogą być podzielone na część stałą i zmienną zależną od liczby napraw. Koszt serwisu uzależniony jest m.in. od okresu gwarancji, opcji serwisowej czy typu turbin. W praktyce, niższe stawki serwisowania proponowane są często w pierwszych dwóch latach. Doświadczenia ostatnich lat pokazują, że wraz ze wzrostem mocy i stopnia technologicznego zaawansowania turbin spada ich awaryjność, co przekłada się na niższe koszty obsługi oraz wyższą produktywność farmy. Koszty serwisu, podobnie jak turbin wiatrowych, określane są najczęściej w euro; zmiana kursu walutowego może istotnie wpłynąć na wysokość kosztów eksploatacyjnych farmy wiatrowej.

Pozostałe koszty eksploatacji projektu stanowią głównie: podatek od nieruchomości, koszty dzierżawy, nadzoru i zarządzania, ubezpieczenia, bilansowania energii oraz wykorzystania energii na potrzeby własne.

## 5.3 Produktywność a próg rentowności

Próg rentowności w energetyce wiatrowej analizuje się na ogół z perspektywy przychodów, jakie należy uzyskać w pierwszym roku działalności elektrowni w przeliczeniu na megawatogodzinę sprzedanej energii, aby – po uwzględnieniu zakładanego (umiarkowanego) wzrostu przychodów – projekt wygenerował pożądaną stopę zwrotu. Obliczony w ten sposób próg rentowności jest często wykorzystywaną, intuicyjną i uniwersalną miarą ułatwiającą ocenę opłacalności projektu, znajdującą zastosowanie niezależnie od tego, jak obliczane są przychody i jaki obowiązuje system wsparcia (o ile oparty jest, tak jak systemy certyfikatowy i aukcyjny, na zwiększaniu przychodów projektów OZE powyżej ceny rynkowej energii elektrycznej).

W okresie ostatnich 2-3 lat widoczny jest wzrost produktywności nowych projektów wiatrowych w Polsce – nie są rzadkością projekty, co do których przewidywane jest pięćdziesięcioprocentowe prawdopodobieństwo (P50) generowania 2800 MWh/MW rocznie i więcej, a poziom 2500 megawatogodzin rocznie stał się w zasadzie standardem. Tymczasem w 2011 r. i wcześniej akceptowane bywały projekty oferujące około 2200 MWh/MW. Postęp techniczny w dziedzinie projektowania i konstruowania turbin wiatrowych powoduje, że mimo niekorzystnej sytuacji na rynku energii elektrycznej i świadectw pochodzenia część projektów nadal może przynosić

MWh/year. Costs of servicing wind farms (O&M) constitute on average as much as 50% of all operational costs. The amount of these expenses in general depends on the used wind turbines. A supplier usually is liable for their servicing at least during the term of guarantee; therefore the servicing conditions are set at the stage of ordering the turbines. The costs of servicing may include also ongoing monitoring and supervision, exchanging parts and conducting repairs. Obviously the scope of services is dependent on the investor, and the charges may be divided into fixed and changeable depending on the number of repairs. Costs of servicing are conditioned by, among others, guarantee period, servicing package or a kind of turbines. In practice, lower rates of servicing are often proposed in the first two years. The experience of the previous years shows that together with the increase of capacity and the level of technological advancement of turbines, their defectiveness decreases, which translates into lower costs of servicing and higher productivity of a farm. The costs of servicing, just like of wind turbines, are most often estimated in Euro currency; the change of currency exchange rate can significantly influence the amount of operational costs of a wind farm.

The remaining operational costs of a project constitute mainly: property tax, costs of lease, supervision and managing, insurance, balancing out the energy and energy use for own needs.

### Productivity and the break-even point

The break-even point in wind energy is analyzed in principle from the standpoint of revenue, which should be achieved in the first year of operating a wind power plant calculated as a megawatt hour of the sold energy, so that after considering the estimated (moderate) income increase – the project generates desired rate of return. The break-even point calculated in this way is the frequently used, intuitive and universal measure enabling the valuation of project profitability that may be applied irrespective of a method of calculating revenue and what support system is binding (whether the system, such as the system of certificates or the auction model, is based on increasing revenue of RES projects above the market price of electrical energy). Within the period of the last 2-3 years one may observe the increase of productivity of new wind projects in Poland – investments with the predicted 50% probability (P50) of generating 2,800 MWh/MW annually or more are not a rarity any more, and the level of 2,500 megawatt hours per year has become a standard. Meanwhile, in 2011 and in previous years, investments offering approximately 2,200 MWh/MW used to be accepted. Technological headway in designing and constructing wind turbines causes that despite unfavorable conditions on the market of electrical energy and certificates of origin, part of the

atrakcyjne stopy zwrotu. Jeśli bowiem instalacja generuje więcej megawatogodzin rocznie, to nawet przy niższych jednostkowych przychodach na megawatogodzinę łączne wpływy, pomniejszone o wydatki operacyjne, zapewniają inwestorowi zwrot nakładów inwestycyjnych wraz z satysfakcjonującym zyskiem. Ponadto inwestorzy dysponujący projektami lepszej jakości (bardziej produktywnymi) mają większą szansę na uzyskanie finansowania dłużnego na odpowiednim poziomie, co przekłada się na wyższą stopę zwrotu dla właściciela na zasadzie dźwigni finansowej.

Próg rentowności jest wypadkową nakładów inwestycyjnych, kosztów operacyjnych, produktywności projektu i oczekiwanej stopy zwrotu, uzależnionej od rynkowych stóp procentowych (stopy wolnej od ryzyka) i od ryzyka inwestycji w dany projekt. W praktyce projekty różnią się głównie nakładami inwestycyjnymi, kosztem kapitału i przede wszystkim produktywnością (wydatki na funkcjonowanie projektu, choć bywają zróżnicowane, wynoszą zwykle od 3% do 4% początkowych nakładów, zatem odgrywają mniejszą rolę w całościowej ocenie ekonomiki inwestycji). Ponadto projekty o wyższych nakładach inwestycyjnych (droższe turbiny, wyższe maszty) często generują większą liczbę megawatogodzin na megawat aniżeli projekty tańsze.

Z tego względu na potrzeby symulacji przebiegu aukcji w systemie aukcyjnym można przyjąć, że czynnikiem odróżniającym projekty „lepsze” od „gorszych” jest sama produktywność, a nakłady inwestycyjne pozostają na podobnym poziomie. W poniższej tabeli przedstawiono przykładowy rozkład progów rentowności przy założeniu spadku nakładów inwestycyjnych na megawat, wynoszących początkowo 6,3 mln zł, o 2,5% rocznie – zależnie od roku poniesienia nakładów.

projects still can bring attractive rates of return. So, if the investments generate more megawatt hours in a given year, then even with lower unit revenue per megawatt hour, the total income decreased by operational expenses provides the investor with the return of investment outlays and a satisfactory profit. Furthermore, investors disposing the projects of higher quality (more productive) have a better chance for receiving debt financing at the appropriate level, which translates into higher rate of return for the owner according to the rule of financial leverage.

Break-even point is a product of investment outlays, operational costs, project productivity and estimated rate of return dependent on market rates of interest (rate free from risk) and investment risk in a given project. In practice, projects differ mainly in investment outlays, costs of capital and, first and foremost, productivity (expenses on project operations, even being differentiated, usually amount from 3% to 4% of initial outlays, therefore, they pay lesser role in a general assessment of investment economy). Moreover, projects with higher investment outlays (more expensive turbines, higher machines) often generate bigger number of megawatt hour per one megawatt than cheaper projects. Thus, for the needs of auction simulation in an auction model we can assume that the factor differentiating projects for “better” and “worse” is just the productivity, and the investment outlays remain at the similar level. In the table below, the sample scheme of break-even points was presented, but with the consideration of the decrease of investment outlays for a megawatt amounting to initially PLN 6.3 million, by 2.5% annually – depending on the year of bearing the outlays.



Progi rentowności przy zróżnicowanych poziomach produktywności projektu  
Break-even points within differentiated levels of project productivity

Produktywność [MWh/MW/rok] Productivity [MWh/MW/year]	Próg rentowności / Break-even point [PLN/MWh]				
	2016	2017	2018	2019	2020
2200	444	438	433	428	426
2300	423	417	414	409	402
2500	385	380	376	371	366
2700	353	348	344	339	334
2800	340	338	334	330	324

★\_źródło: opracowanie własne TPA Horwath / source: own study by TPA Horwath



Wprowadzenie nowego systemu wsparcia dla OZE opartego na aukcjach powinno być poprzedzone niezwłoczną naprawą istniejącego systemu zielonych certyfikatów. Z analiz PSEW wynika, że nadpodaż zielonych certyfikatów osiągnęła w połowie 2014 r. poziom ponad 11 TWh. Dlatego przepisy zawarte w projekcie ustawy o OZE – z uwzględnieniem uwag PSEW w tym zakresie – powinny wejść w życie jak najszybciej. Krytycznie oceniamy również zapisy ograniczające udział w aukcjach źródeł OZE pracujących poniżej 4000 godzin rocznie. Kontrowersje budzi również zapis zakładający 3-letni okres rozliczenia zadeklarowanej w aukcji wielkości produkcji energii elektrycznej pod sankcją kary. Wprowadzenie tych zapisów wprost dyskryminuje energetykę wiatrową, choć nie tylko, bo również fotowoltaikę. Inną fundamentalną kwestią w projekcie Ustawy o OZE pozostaje wprowadzenie właściwie rozumianego okresu przejściowego poprzez zagwarantowanie, że projekty zrealizowane do 31 grudnia 2016 roku kwalifikują się do uzyskania wsparcia wynikającego z obecnego systemu zielonych certyfikatów. Dzięki temu unikniemy co najmniej rocznej przerwy inwestycyjnej w 2016 r., która wydarzy się, jeżeli pozostawimy w ustawie obecnie proponowane zapisy.



**Wojciech Cetnarski**

Prezes Zarządu  
President of the Board  
Polskie Stowarzyszenie  
Energetyki Wiatrowej

The implementation of the new support system for RES based on auctions should be preceded by an immediate correction of the existing system of green certificates. The analyses by the PWEA show that the oversupply of the green certificates exceeded the level of 11 TWh in mid-2014. Therefore, the regulations of the RES Bill – including the PWEA's comments on the subject – must come into force as soon as possible. We also critically appraise the provisions, which limit the access to auctions for RES which operate below 4,000 hours per year. Another controversial regulation is the provision, which assumes a 3-year settlement period of the energy production volume declared during the auction on pain of a penalty. The implementation of these provisions openly discriminates against the wind energy sector as well as the photovoltaics. Another fundamental issue in the RES Bill is still the implementation of the correctly understood transition period by guaranteeing that the projects executed by December 31, 2016, qualify for support resulting from the current system of green certificates. Thanks to this we will be able to avoid a minimum one-year-long break in investments in 2016, which is going to happen if the proposed provisions remain in the Act.

## 5.4 Ryzyka i możliwości związane z istnieniem podwójnego systemu

Jak już wspomniano, rozwiązanie przewidziane w projekcie ustawy o OZE pozostawiają Ministerstwu Gospodarki i Radzie Ministrów sporą swobodę kształtowania rynku i tworzenia (bądź nietworzenia) impulsów inwestycyjnych. Zarówno w odniesieniu do wielkości obowiązku umarzania świadectw pochodzenia jak i do cen referencyjnych w aukcjach dla nowych projektów, projektodawca nie zamierza wiązać władzy wykonawczej rąk, ograniczając się do przedstawienia ogólnych wytycznych. Równie kluczową rolę odgrywać będą roczne budżety aukcji, wobec których Rada Ministrów mieć będzie w zasadzie pełną dowolność ich kształtowania. Ta swoboda nabiera szczególnego znaczenia w przypadku projektów uruchomionych pod rządami obecnych przepisów, czyli instalacji objętych podwójnym systemem wsparcia (instalacje korzystające z certyfikatów z możliwością przejścia do części systemu aukcyjnego przeznaczonej dla „starych” projektów). Z wypowiedzi przedstawicieli Ministerstwa Gospodarki wynika, że władze będą starały się zachęcać inwestorów do zmiany systemu. Sposób kształtowania powyższych zachęt może okazać się kluczowy, ponieważ zastosowanie mogą znaleźć zarówno „nagrody”:

- odpowiednio duże budżety aukcji,
- zakupywanie na aukcjach dużej ilości energii także ze źródeł generujących poniżej 4000 MWh/MW rocznie,
- ogłaszanie budżetów aukcji na kolejny rok z wyprzedzeniem większym niż ustawowe minimum (2 miesiące przed końcem poprzedniego roku),

## Risks and other possibilities related to the existence of the dual system

As it has been mentioned before, the solution predicted in the RES Bill allows the Minister of the Economy and the Council of Ministers for a great deal of freedom in shaping the market and creating (or not) investment incentives. Both regarding the volume of the obligation to cancel the certificates of origin, as well as the reference prices in the auctions for new projects, the author of the Bill does not intend to tie the hands of the executive power, therefore only general guidelines are indicated. The key role will be played by the annual auction budgets towards which the Council of Ministers is to have full latitude in their shaping. Such a freedom is quite significant in the case of investments launched under the governance of present regulations, i.e. installations covered by a dual system of support (installations using the certificates with a possibility of transfer to a section of the auction model dedicated for “old” investments). As far as the representatives of the Ministry of the Economy are concerned, the government is to encourage investors to change the system. The manner of shaping the above drivers may become vital because “the awards” may be also applicable:

- appropriately high auction budgets,
- buying in the auctions huge amounts of energy also from sources generating below 4,000 MWh/MW annually,
- presenting auction budgets for the following year in advance but more than a statutory minimum (2 months before the end of a previous year),

- przy wyznaczaniu ceny referencyjnej – ściśle trzymanie się formuły przewidzianej w ustawie bez prób narzucania niższych cen poprzez wykorzystanie niejasnego sformułowania nakazującego ministrowi jedynie „brać pod uwagę” ustawowy wzór<sup>21</sup>,

jak i „kary”:

- szybkie zmniejszanie obowiązku przedstawiania świadectw do umorzenia w celu zmniejszenia atrakcyjności rynku certyfikatów (poprzez obniżanie popytu szybsze niż by to wynikało z wytycznych ustawowych) i obniżenia przychodów instalacji funkcjonujących w dotychczasowym systemie,
- próby wywierania na pionowo zintegrowane koncerny energetyczne nieformalnych nacisków, mogących skutkować np. faworyzowaniem projektów przeniesionych do systemu aukcyjnego na rynku fuzji i przejęć, na którym koncerny te odgrywają obecnie bardzo dużą rolę.

Bez względu na istnienie powyższych czynników niepewności, właścicielowi projektu wiatrowego, w którym energię elektryczną wytworzono po raz pierwszy przed dniem wejścia ustawy w życie, ustawa przyznaje de facto darmową (a mającą dodatnią wartość) opcję przejścia do nowego systemu, z której inwestor może skorzystać bądź nie. Niezwykle istotne jest to, że – z braku odmiennych rozstrzygnięć w projekcie ustawy – decyzja o przejściu do nowego systemu jest warunkowa: obowiązek zmiany systemu powstaje tylko w przypadku wygranej aukcji. Ryzyko udziału w aukcji jest zatem minimalne, ponieważ właściciel projektu może zaproponować cenę na tyle dla siebie atrakcyjną, by w przypadku wygranej konieczność przejścia do systemu aukcyjnego nie stanowiła pogorszenia warunków wsparcia. W razie przegranej projekt nadal otrzymuje świadectwa pochodzenia, a jedyną stratą są koszty administracyjne związane z udziałem w przetargu.

Nie można przy tym zapominać, że zdecydowana większość instalacji objęta jest długoterminowymi umowami sprzedaży energii elektrycznej i certyfikatów. Wskazane jest przeanalizowanie umowy pod kątem możliwości i celowości jej rozwiązania, a także terminu, w jakim należałoby podjąć poszczególne kroki. Wytwórcy korzystający z atrakcyjnych formuł cenowych, szczególnie należący do pionowo zintegrowanych grup energetycznych rozliczających część kosztów nabycia certyfikatów w taryfie, mogą w ogóle nie być zainteresowani takim rozwiązaniem, chyba że uznają taryfę stałą za prostszą pod względem administracyjnym. Producenci zainteresowani przejściem z systemu świadectw do systemu aukcyjnego powinni przeanalizować:

- zakres cen uzasadniający odejście od certyfikatów,

- when setting a reference price - closely following the formula assumed in the Act without any attempts to force lower prices by the use of unclear instruction demanding from the minister to only “consider” the statutory formula<sup>21</sup>,

but “the punishments” are possible too:

- rapid fall in an obligation to present the certificates for cancellation in order to decrease the market attractiveness of the certificate market (by lowering of the demand faster than it results from the statutory guidelines) and the income from investments functioning in a current system,
- attempts to informally influence vertically integrated energy concerns may result in e.g. favoring the investments transferred to the auction model on the market of mergers and acquisitions where these concerns play a significant role.

Regardless of the existence of the above-mentioned factors of uncertainty, the owner of a wind project where the electrical energy has been produced for the first time before the entry into force of the Act, is granted de facto free of charge (and of positive value) option to transfer to a new model; such a chance may or may not be used by the investor. It is of high importance that - due to no other solutions in the Bill - a decision to transfer to the new system is conditional: a duty to change the system arises only when the auction is won. Therefore, the risk of participating in an auction is minimal, because the investment owner may propose a price attractive enough to himself that in case of a victory the necessity to change for the auction system does not worsen the support conditions. In case of losing, the project still receives certificates of origin, and the administrative costs related to the participation in a tender are the only loss.

It should not be forgotten that the majority of installations is covered by a long lasting contracts for the sales of electrical energy and certificates. There is a recommendation to analyze the contracts within the possibilities, purpose of their termination, and the due date within which the appropriate steps should be taken. The manufacturers using attractive price formulas, particularly belonging to vertically integrated energy groups, settling part of the costs of obtaining certificates within a tariff, may generally not be interested in such a solution, unless they accept a fixed tariff as easier regarding the administrative matters. Producers interested in the transfer from the system of certificates to the auction model should analyze:

- scope of prices justifying their resignation from certificates,

<sup>21</sup> Zgodnie z art. 77 ust. 2 projektu ustawy „przy ustalaniu ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, o której mowa w art. 72 pkt 1, minister właściwy do spraw gospodarki bierze pod uwagę sumę średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym (...) oraz średniej ważonej ceny praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia w latach 2011–2013 (...)”.

<sup>21</sup> Pursuant to article 77 section 2 of the draft of the Act “when establishing the reference price of the electrical energy from RES, mentioned in article 72 point 1, the minister competent for the economy shall take into account the sum of average sales price of electrical energy on a competitive market (...) and average nominal price of property rights arising from certificates of origin in the years 2011–2013 (...)”.



- wartość wspomnianej opcji realnej oraz zmiany tej wartości w czasie, także w kontekście wyjścia z inwestycji,
- czynniki ryzyka w obu systemach (większe bezpieczeństwo rynkowe systemu aukcyjnego),
- limit pomocy publicznej przewidziany w projekcie ustawy.

- value of a real option or change of its value in time, also within the context of exiting the investment,
- risks factors in both systems (greater market safety of auction system),
- limit of the state aid provided for in the Bill.



Wspierając klientów usługami doradczymi w zakresie przyłączy elektroenergetycznych w branży energii OZE od wielu lat śledzę rynek i jego rozwój na terenie Niemiec i Polski. Oba kraje przechodzą transformację sieci, która w minionych latach była optymalizowana pod kątem lokalizacji konwencjonalnych wytwórców energii elektrycznej. Dzisiejsze wymogi sieci elektroenergetycznej są zupełnie inne i w dużym stopniu nie pasują do potrzeb rozproszonej generacji energii elektrycznej, zwłaszcza z OZE. W Niemczech proces przebudowy systemu przyczynia się obecnie do zwiększania kosztów energii elektrycznej dla użytkownika końcowego, ale ogromne wsparcie powoduje, że udział OZE szybko rośnie, a z nim odpowiednio rozbudowywana jest infrastruktura sieciowa. Operatorzy sieci w Niemczech pracują pod presją codziennych problemów, wyłączeń i innych ograniczeń systemowych, ale funkcjonują w stabilnym otoczeniu prawnym, które motywuje do inwestycji w infrastrukturę. W ramach tzw. „Anreizregulierung” czyli prawnie uregulowanych zachęt inwestycyjnych, operatorzy przystępują do szybkiej i efektywnej rozbudowy sieci bez nadużywania swojej dominującej pozycji.

Długoletnie naciski niemieckiego społeczeństwa i partii zielonych, a w końcu awaria w Fukushima doprowadziły do rezygnacji z ok. 33% energii jądrowej. Przesądziły o tym względy bezpieczeństwa oraz niedające się ograniczyć ryzyko końcowe tej technologii. W międzyczasie, już od połowy lat 80-tych energetyka odnawialna, w tym przede wszystkim wiatrowa, znalazła poparcie społeczności oraz wsparcie finansowe pozwalające na jej szybki i innowacyjny rozwój. Strategia Niemiec zakłada substytucję energii jądrowej poprzez OZE podnosząc udział tych ostatnich w miksie energetycznym do nawet 80 procent w roku 2050. Aby to osiągnąć niezbędna jest rozbudowa systemu elektroenergetycznego oraz wdrożenie nowych technologii magazynowania energii elektrycznej. Wsparcie publiczne i inwestorskie w tym zakresie szacowane jest na ok. 25 mld EUR do 2023 r. Stan infrastruktury sieciowej oraz podsektora OZE w Polsce jest zdecydowanie mniej przejrzysty. Niedocenianym czynnikiem jest tu stanowisko opinii publicznej, która jest w znacznej mierze negatywnie nastawiona do OZE wspierając jednocześnie starania polityczne preferujące technologie konwencjonalne, czyli w dłuższej perspektywie zdecydowanie droższe. Brak odpowiedniego i stabilnego wsparcia dla OZE skutkuje powolniejszym tempem inwestycji w infrastrukturę sieciową i w rezultacie jej słaby rozwój. Konsekwencją tego jest zagwarantowanie dominującej roli energetyce konwencjonalnej w krajowym systemie energetycznym. Na przykładzie Niemiec można stwierdzić, że rozbudowa sektora OZE może mieć bardzo pozytywny wpływ na gospodarkę krajową, lecz bez akceptacji społeczeństwa nie jest możliwe zapewnienie mu znaczącej roli. W Polsce potrzebna jest rzetelna dyskusja na temat wszystkich dostępnych technologii generacji energii elektrycznej, związanych z nimi kosztów, wpływu na środowisko, jakość życia ludzi i bezpieczeństwo energetyczne kraju.



**Robert Siatecki**

Konsultant Zarządzający,  
Właściciel  
Managing Consultant, Business  
Owner  
Rensys

While supporting the clients with advisory services concerning grid connections in the RES energy sector, for many years I have been following the market and its development in Germany and in Poland. Both countries are going through the grid transformation, which has been optimized in the recent years in terms of locations of conventional producers of electrical energy. Contemporary requirements of the power grid are completely different and to a large extent they do not meet the needs of the spread generation of electrical energy, in particular from RES. In Germany, the process of restructuring the system is currently increasing the costs of electrical energy for end users but extensive support allows for the RES share to grow very quickly, together with the accordingly developing grid infrastructure. Grid operators in Germany are working under pressure of everyday problems, exemptions and other system limitations, however, they are working in the stable legal environment which motivates them to invest in the infrastructure. Within the so-called “Anreizregulierung”, i.e. legally regulated investment incentives, the operators are launching rapid and efficient development of the grid without abusing their dominating position.

The long-term pressure of the German society and the Green Party, as well as the Fukushima incident, resulted in terminating approximately 33% of nuclear energy. It was caused by safety concerns and the unlimited final risk of this technology. In the meantime, since mid-1980s, renewable energy, and wind energy in particular, has found the support of the society and financial backing, which allowed it to develop quickly and innovatively. The German strategy assumes substituting nuclear energy by RES by increasing the share of the latter in the energy mix to as much as 80% in 2050. In order to achieve that, it is necessary to develop the power system and to implement new technologies for storing electrical energy. Public and investors' support in this respect is estimated at approximately EUR 25 billion until 2023. The condition of the grid infrastructure and the RES subsector in Poland is decisively less transparent. The stance of the public opinion is the unappreciated factor. It is largely negative towards RES and simultaneously supports political attempts which favor conventional technologies, thus much more expensive in the long term. The lack of adequate and stable support for RES results in the slower pace of investments in the grid infrastructure and, consequently, its poor development. The consequence of this situation is maintaining the dominant role of conventional energy in the public power system. The example of Germany shows that the development of the RES sector may have a very positive influence on the national economy, however, without the approval of the society it is impossible for it to play any significant role. Poland needs a thorough discussion about all available technologies of generating electrical energy, the costs related to them, the impact on the environment, the quality of life, and the energy security of the country.

## 5.5 Strategia w systemie aukcyjnym a rentowność projektu

Rentowność projektu wiatrowego jest – co oczywiste – wypadkową oczekiwanych przychodów, nakładów inwestycyjnych, kosztów kapitału i kosztów operacyjnych. Szacowanie kosztów od lat nie nastręcza przedstawicielom branży większych trudności. O wiele większym wyzwaniem jest ocena potencjalnych przychodów, szczególnie odkąd załamanie rynku świadectw w latach 2012-13 uświadomiło inwestorom rozmiary ryzyka cenowego, a do tego wiele projektów wytwarzających energię elektryczną wykazuje w perspektywie kilku lat produktywność gorszą niż wynikająca z badań siły wiatru przeprowadzonych w fazie przygotowawczej.

Wydaje się, że w systemie aukcyjnym właściciele projektów OZE czeka jeszcze trudniejsze zadanie, przynajmniej do czasu ugruntowania się tendencji cenowych i wolumenowych, popartych transparentną i przewidywalną polityką państwa. Głównym czynnikiem ryzyka będzie, jak dotąd, postawa regulatora, przy czym coraz większy wpływ polityki władz na ceny raczej nie uspokoi inwestorów. Również, jak już wspomniano w części raportu dotyczącej szans i zagrożeń dla inwestorów, trzyletni okres rozliczeniowy ilości wyprodukowanej w modelu aukcyjnym energii zwiększa niepewność (sprzedaż „nadwyżek” bez wsparcia, kary za „niedobory”). Z drugiej strony przy założeniu, że rynek będzie regulowany w sposób przewidywalny i transparentny, tzn. decyzje dotyczące budżetów aukcji i cen referencyjnych oparte będą o obiektywne kryteria, ceny ustalane na aukcjach będzie można prognozować w sposób bardziej wiarygodny niż kursy świadectw pochodzenia.

Stąd z perspektywy inwestora szczególnie istotne stanie się uzyskanie odpowiedzi na kilka pytań:

- Ilu wytwórców weźmie udział w aukcji?
- Jaki jest ich próg rentowności, biorąc pod uwagę fakt, że w momencie przystąpienia do aukcji istotne są tylko nakłady do poniesienia w przyszłości, a dotychczasowe koszty – w tym niezbędne do uzyskania pozwolenia na budowę – można uznać za „utopione”?
- Jaki jest próg rentowności własnego projektu?

Jeśli w skrajnym przypadku na aukcji pojawią się projekty uruchomione tuż po wejściu w życie rozdziału 4 ustawy (czyli takie, które nie zdążyły uzyskać wsparcia w modelu certyfikатовym), to należy uznać, że próg rentowności takiego konkurenta jest równy jedynie wydatkom operacyjnym. W ich przypadku otrzymanie zwrotu samych kosztów funkcjonowania instalacji może sprawić, że opłacać się będzie ją eksploatować. Nie trzeba tłumaczyć, dlaczego sytuacja taka może być groźna dla pozostałych inwestorów, choć nie do pozazdroszczenia będzie przede wszystkim pozycja właścicieli projektów zakończonych zbyt późno, aby otrzymać wsparcie w postaci certyfikatów, lecz zbyt wcześnie, by mieć jakiegokolwiek pole manewru na aukcji.

Jak próg rentowności przekłada się na proponowane ceny? Istnieje co najmniej kilka głównych strategii, jakie

## Strategy in the auction model and investment profitability

Investment profitability is – what is an obvious fact – a product of estimated revenues, investment outlays, costs of capital and operations. For many years estimation of costs has not been causing many troubles for the representatives of the sector. A much bigger challenge is the valuation of potential revenue, particularly when the crash of the market of certificates in the years 2012-2013 made the investors more aware of the size of the price risk, and what is more, considerable amount of the projects producing electrical energy shows the profitability in a several years perspective that is worse than the one from the wind power research conducted in the preparatory stage.

It seems that in an auction model the RES investments owners are expecting a much more difficult task, at least until the price and volume trends have been strengthened and supported by transparent and predictable state policy. The main risk factor will be, as before, the base of the regulator, whereas much bigger influence of the policy of the authorities on the prices is not going to calm down the investors. Moreover, as it was mentioned in the previous part of this Report regarding threats and opportunities for the investors, the three-year settlement period of the amount of produced energy in the auction model increases insecurity (sales of “surpluses” without support, punishments for “deficiencies”). On the other hand, with the assumption that the market will be governed with reliable and transparent rules, i.e. decisions regarding the auction budgets and reference prices shall be based on objective criteria, the prices established at the auctions will be able to be forecast in a manner more reliable than the rates of certificates of origin.

Therefore, from the investor's perspective it is particularly important to obtain answers to several questions:

- How many producers will take part in an auction?
- What is their break-even point, taking into account the fact that at the moment of entering into an auction the outlays are the only costs necessary to be borne in the future, and costs to date – including those related with obtaining the building permit - may be deemed “sunk”?
- What is a break-even point for the own investment?

If as an extreme case, at the auction there are investments launched right after the entry into force of Chapter 4 of the Act (i.e. those which have not been able to receive support in the certificate model), then it should be assumed that the break-even point of such a competitor is equal to only operational expenses. In their case, receiving a return of the costs of only the functioning of installation may cause that it will be profitable to put them into operation. It is pointless to explain why such a situation may be dangerous for the remaining investors, however, the position of the investors whose projects were finished too late to receive certificates as a form of support, among others, but too early to have any choice to make at the auction is also not something to envy.

mogą zostać zastosowane przez uczestników aukcji, z których przedstawimy dwie skrajnie odmienne możliwości. W pierwszym wariantcie każdy z uczestników aukcji zaoferuje cenę na poziomie swojego proggu rentowności (najniższą zapewniającą opłacalność). W drugim wariantcie każdy zaoferuje cenę, która jego zdaniem będzie stanowiła „najwyższą cenę wśród wygrywających” (np. próg rentowności instalacji najmniej efektywnej wśród mieszczących się w budżecie), co teoretycznie powinno pozwolić inwestorowi na uzyskanie najwyższej możliwej ceny, lecz wiązało się będzie z ryzykiem błędnego skalkulowania ceny, jaką mogą na danej aukcji zaoferować konkurenci. Sądzymy, że w obu wariantach analityczne rozeznanie sytuacji i strategii aukcyjnej innych uczestników rynku będzie niezbędne, podobnie jak – na tyle na ile będzie to możliwe – przewidzenie budżetu aukcji jeszcze przed jego ogłoszeniem. W przewidywaniu te wpisać należy także ceny referencyjne. Według słów przedstawicieli Ministerstwa Gospodarki intencją jest ustalenie ich (w przypadku nowych inwestycji) na poziomie opłacalnym dla około 80% najlepszych instalacji. Wreszcie obliczyć trzeba będzie także najwyższą cenę, jaką dany producent może zaproponować bez przekraczania limitu pomocy publicznej przewidzianego w art. 39 ustawy.

Model aukcyjny to także zmiana sposobu myślenia o ryzyku inwestycji. O ile dotąd należało się liczyć z ryzykiem rynkowym, lecz w pewnych granicach (nawet w okresie bessy na rynku świadectw czy spadku cen energii elektrycznej istnieje pewne minimum, które właściciel instalacji za każdą megawatogodzinę może otrzymać), to dla producentów rozpoczynających wytwarzanie po dniu wejścia w życie ustawy gwarantowane przychody wynoszą zero. Dopiero wygrana aukcja zmieni sytuację inwestora; po zagwarantowaniu projektowi stałej taryfy jego ryzyko spadnie przypuszczalnie poniżej ryzyka charakterystycznego dla systemu opartego na świadectwach. Stąd spodziewać się można skokowego wzrostu wartości projektu pomiędzy otrzymaniem pozwolenia na budowę i przejściem prekwifikacji a uzyskaniem zawiadomienia o wygraniu aukcji na wylicytowanych warunkach. Analogicznie – w przypadku przystąpienia do aukcji niezakończonego powodzeniem – można spodziewać się spadków wyceny projektów.

What is the influence of the break-even point on the proposed prices? There are at least several main strategies which may be applied by the participants of the auction, out of which we are to present the two most extreme. In the first variant each of the auction participants offers the price at the level of their break-even point (the lowest but ensuring profitability). In the second variant each one will offer the price which in their opinion constitutes “the highest price among the winners” (e.g. the break-even point of the installation which is the least effective covered by the budget), which theoretically should allow the investor to achieve the highest possible price; however it will assume the risk of erroneous price calculation which may be offered at a given auction by competitors. As far as we are concerned, both variants require analytical research of the situation and the auction strategy of other market participants, as well as – if it is possible – to forecast the budget of an auction already before its announcement. Reference prices should be also included in these forecasts. According to the representatives of the Ministry of the Economy there is an intention to establish them (in case of new investments) at the profitable level for about 80% of the best investments. Finally, the highest price ought to be also calculated which a producer may propose without exceeding the limit of state aid stipulated in art. 39 of the Act.

The auction model is also a change in the way of thinking about investment risk. So far, one has had to take into account the market risk, but within some limits (even during a recession on the market of certificates or decline of electrical energy prices, there is some minimum, which the project owner may receive for each megawatt hour) for producers commencing the production after the day of entry into force of the Act the guaranteed revenue equals zero. Only the won auction changes the situation of the investor; having guaranteed the project a fixed tariff his risk will probably decrease below the risk characteristic for the system based on certificates. Therefore, one may expect abrupt increase of the project value between receiving the building permit and going through the prequalification and obtaining a notification of winning an auction under bidden conditions. Similarly - in the case of an unsuccessful auction – one may expect the decrease in the project valuations.

## 6 Przyłączanie farm wiatrowych do sieci

### 6.1 Stan techniczny Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) – ograniczenia infrastrukturalne

#### 6.1.1 Zmiany w zakresie modernizacji i rozbudowy sieci

Wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, rozwój źródeł wytwórczych oraz obowiązek zapewnienia

## Connection of wind farms to the grid

### Technical condition of the Public Power System [Krajowy System Elektroenergetyczny] (KSE) – infrastructure limitations

#### Changes in modernization and development of the grid

The growing demand for electrical energy, development of generation sources, and the obligation to maintain the

ciągłości funkcji przesyłowo-dystrybucyjnych leżą u podstaw działań związanych z budową, rozbudową i modernizacją sieci. Jeszcze w 2009 roku Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wskazywał na zbyt małą aktywność inwestycyjną przedsiębiorstw sieciowych, tym niemniej od tego czasu nakłady na inwestycje sektora sieciowego i dystrybucyjnego sukcesywnie rosły. Jak wynika z raportu Najwyższej Izby Kontroli dotyczącego funkcjonowania i bezpieczeństwa elektroenergetycznych sieci przesyłowych, działania Urzędu Regulacji Energetyki (URE) oraz Operatora Systemu Przesyłowego (OSP) zmierzające do modernizacji sieci przesyłowych zostały ocenione pozytywnie. Realizując plany inwestycyjne wybudowano w latach 2009–2013 (I półrocze) łącznie 320 km linii 400 kV, 712,4 km traktów światłowodowych, 0,8 km linii kablowej 110 kV, 4 375 MVA transformatorów, zainstalowano baterie kondensatorów o łącznej mocy 350 MVar oraz wybudowano 5 098,2 m<sup>2</sup> budynków technologicznych. Zakupiono także infrastrukturę stanowiącą 254 km podmorskiego połączenia stałoprądowego 450 kV Polska-Szwecja<sup>22</sup>.

continuity of transmission-distribution functions are the foundation of actions connected with the development and modernization of the grid. Already in 2009 the President of the Energy Regulatory Office URE pointed at too low investment activity of power grid companies, however, since that time the investment outlays of the grid and distribution sector have been growing steadily. The Report of the Supreme Audit Office on the functioning and security of transmission power grids positively assessed the actions of the Energy Regulatory Office (URE) and the Transmission System Operator (OSP) aimed at modernization of transmission grids. Executing the investment plans, in 2009-2013 (1st half) the following were completed: the total of 320 km of 400 kV power lines, 712.4 km of fiber-optic lines, 0.8 km of 110 kV power lines, 4,375 MVA of transformers, installation of capacitor banks with the total capacity of 350 MVar and the construction of 5,098.2 m<sup>2</sup> of service buildings. Also the infrastructure of 254 km of 450 kV direct current submarine cable link between Poland and Sweden was purchased<sup>22</sup>.



Nakłady inwestycyjne największych OSD oraz OSP według cen bieżących  
Investment outlays of the largest OSD and OSP according to spot prices

Nakłady inwestycyjne (w mln zł) / Investment outlays (in millions of PLN)						
	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Wykonanie / Execution	4 148	4 384	5 651	6 348	bd / nd	bd / nd
Plan / Plan		4 529	5 604	6 041	6 652	6 463

★ źródło: URE / source: URE

W niedalekiej przyszłości nakłady inwestycyjne przedsiębiorstw sieciowych powinny nadal rosnąć, bowiem środki pomocowe przewidziane dla Polski w nowej perspektywie UE na lata 2014-2020 w znacznej mierze skierowane zostaną na finansowanie projektów związanych z rozbudową sieci oraz infrastruktury energetycznej. W latach 2014-2019 pięć największych przedsiębiorstw sieciowych zaplanowało inwestycje na poziomie około 42 mld zł. W okresie inwestycyjnym 2014-2018 PSE S.A. zamierza zmodernizować 199 km torów prądowych 400 kV i 1 215 km o napięciu 220 kV oraz wybudować 1638 km nowych torów 400 kV i 173 km 220 kV, a także zainstalować 44 transformatorów o łącznej mocy 16 790 MVA. Jednym z najistotniejszych nakładów inwestycyjnych OSP planowanych na 2014 rok jest rozbudowa stacji elektroenergetycznej Słupsk, która ma przyczynić się do istotnej poprawy stanu infrastruktury przesyłowej na obszarach, gdzie instalowane są znaczne moce w OZE. Realizacja projektu związana jest m.in. z przyłączeniem w północnej części kraju farm wiatrowych

In the nearest future the investment outlays of power grid companies should still be growing because the support funds allocated to Poland in the new EU framework for 2014-2020 in majority will finance projects connected with the development of the grid and power infrastructure. In 2014-2019, five of the largest power grid companies planned investments at the level of approximately PLN 42 billion. In the investment period 2014-2018 PSE S.A. intends to modernize 199 km of 400 kV and 1215 km of 220 kV current circuits and to build the total of 1638 km of new 400 kV and 173 km of 220 kV circuits, and to install 44 transformers with the total capacity of 16,790 MVA. One of the most significant investment outlays of OSP planned for 2014 is the development of the Słupsk power substation which should significantly improve the condition of the transmission infrastructure in the areas where major RES capacities are being installed. The execution of the project is connected with e.g. the connection of the wind farms Słupsk, Potęgowo and Drzeżewo IV in the Northern part of the country which

<sup>22</sup> Raport NIK, Funkcjonowanie i bezpieczeństwo elektroenergetycznych linii przesyłowych, 2014, str. 26.

<sup>22</sup> Report by the the Supreme Audit Office, Functioning and security of power transmission lines, 2014, p. 26.





Nasz bank jest w znaczący sposób zaangażowany w finansowanie projektów wiatrowych w Polsce. Sądzę, że nasze dotychczasowe doświadczenia zostaną w dużym stopniu wykorzystane przy obsłudze projektów pod rządami nowej ustawy o OZE. Projekt ustawy nie rozwiązuje wprawdzie wielu problemów systemu certyfikatowego, które już znamy, m.in. nie wyeliminuje skutecznie problemu nadpodaży świadectw, ale z drugiej strony wiemy, jak z tym ryzykiem sobie radzić. Inne ryzyka, dotyczące przykładowo ewentualnego obniżenia poziomu obowiązkowego zakupu świadectw, oczywiście też występują, ale staramy się oceniać je przy założeniu racjonalności organów państwa. Przyjmujemy, że w średnim i długim okresie polityka polskiego ustawodawcy i rządu, w powiązaniu z długoterminową strategią europejską, stworzy stosunkowo stabilne warunki do inwestowania w energetykę wiatrową w Polsce, a dla banków – do finansowania tych inwestycji.

W perspektywie nadchodzącego modelu aukcyjnego zakładam, że akcja kredytowa zostanie zmniejszona w okresie przejściowym.

Sądzę, że część obecnych i przyszłych projektów opartych na zielonych certyfikatach będzie migrować do systemu aukcyjnego, a dla banków atrakcyjne będą zwłaszcza te, których parametry pozytywnie rokują co do wykonalności takiego przejścia. Do oceny zdolności kredytowej projektów wiatrowych nie jest dla nas decydującym jednym kryterium takie jak load factor, czy rodzaj zastosowanej technologii, czy też udział kapitału własnego, lecz łączna wypadkowa ekonometryczna tych czynników oraz innych parametrów finansowych projektu, którą ustalamy przy pomocy wskaźnika pokrycia obsługi długu DSCR (Debt Service Coverage Ratio).

Chcemy uczestniczyć w realizacji projektów korzystających z zielonych certyfikatów, a do finansowania projektów wygrywających aukcje będziemy się przygotowywać po dokładnym unormowaniu modelu aukcyjnego i z odpowiednim wyprzedzeniem. Można założyć, że koszt obsługi kredytu dla producentów energii w systemie aukcyjnym powinien być nieco niższy. Wynika to z niższej prognozy ryzyka kredytowego niż w projektach certyfikaturowych i możliwości adekwatnego obniżenia marży banku. To czy marże banków faktycznie spadną, zależy będzie jednak także od innych czynników, np. od płynności i podaży rynku instrumentów kredytowych dla energetyki wiatrowej. Z całą pewnością koszt kapitału stanie się jednym z kluczowych – obok kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych – czynników warunkujących wygrywanie aukcji. Innymi słowy producenci energii będą konkurować na aukcjach głównie technologią i kosztem kapitału. To przełoży się na konkurencję między bankami, ponieważ tylko banki oferujące najbardziej konkurencyjne warunki finansowania będą miały szansę przejść pozytywnie przez test aukcji wraz ze swoimi kredytobiorcami.



### Tomasz Tomasiak

Dyrektor ds. Finansowania  
Projektów Inwestycyjnych  
Head of Project Finance  
Department  
Raiffeisen Bank Polska SA

Our bank is deeply involved in financing wind projects in Poland. I believe that the experience we have accumulated so far will be largely utilized when servicing projects under the governance of the new RES Act. The Bill does not really solve many problems of the certificate system, which we are familiar with, i.e. it will not effectively eliminate the problem of oversupply of certificates, but on the other hand we know how to deal with that risk. Other risks, concerning for instance the possible decrease in the level of the obligatory purchase of certificates naturally also exist, but we are trying to assess them assuming the rationality of the state authorities. We estimate that in the medium and long run, the policy of the Polish legislature and the government, related to the long-term European strategy, will create relatively stable conditions for investing in wind energy in Poland, and for the banks – to finance such investments.

In the perspective of the future auction model I assume that the credit activity will decrease in the transition period. I think that

some of the current and future projects based on green certificates will migrate to the auction system and those whose parameters signify the feasibility of such a transition will be especially for the banks attractive. To establish creditworthiness of wind farm projects, individual criteria, such as load factor, the type of technology used, or the share of own capital are not decisive, but we rather take into account the econometric total resultant of those factors and other financial parameters of the project, which we define using the Debt Service Coverage Ratio (DSCR).

We want to be involved in the execution of projects which use green certificates and we will be preparing to finance the projects which will win the auctions after the full stabilization of the auction model and appropriately in advance. It may be assumed that credit service costs for energy producers in the auction system will be slightly lower. It is the consequence of the estimated lower credit risk than for certificate projects and the possibility to adequately lower the bank's margin. If the banks' margins actually drop, it will be also determined by other factors, such as the market liquidity and the supply of credit instruments for wind energy. Definitely the costs of the capital will become one of the key factors – next to the investment and operational costs – which will decide about winning the auction. In other words, producers of energy will compete at auctions mostly through technology and the cost of capital. This will translate into competition between banks because only banks which offer the most competitive financing conditions will have a chance to pass the test of auctions together with their clients.

Słupsk, Potęgowo oraz Drzeżewo IV o łącznej mocy około 660 MW. Planowane zadanie zrealizuje również cel wzmocnienia zasilania sieci OSD poprzez zainstalowanie autotransformatora AT2 400/110 kV, 450 MVA<sup>23</sup>. PSE S.A. na realizację zaplanowanych do końca 2018 roku inwestycji zamierza przeznaczyć łącznie ok. 7-8 mld zł. PGE

have the total capacity of approximately 660 MW. The planned undertaking will also achieve the aim of strengthening the supply of the OSD grid through the installation of an autotransformer AT2 400/110 kV, 450 MVA<sup>23</sup>. To complete the investments planned until the end of 2018, PSE S.A. is going to spend the total of

<sup>23</sup> PSE S.A., Aktualizacja Planu Rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2010–2025, luty 2014, str. 8.

<sup>23</sup> PSE S.A., Updated Development Plan to satisfy the current and future demand for electrical energy for 2010 – 2025, February 2014, p. 8.

Dystrybucja SA w wieloletnim planie rozwoju przewiduje inwestycje w latach 2014-2019 na poziomie 10 mld zł. W roku 2013 nakłady inwestycyjne, w porównaniu z rokiem 2012, wzrosły o 0,6% osiągając wartość ponad 1,3 mld zł. ENEA Operator w uzgodnionym z Prezesem URE planie rozwoju planuje wydać w latach 2014-2019 5,3 mld zł, czyli około 900 mln zł rocznie. ENERGA Operator w latach 2014-2019 r. na ten cel przeznaczy niemal 8 mld zł. Z kolei TAURON Dystrybucja planuje zrealizować w latach 2014-2019 inwestycje o łącznej wartości ponad 10 mld zł.

Wzrost nakładów przekłada się na bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej. O ile w 2009 r. Najwyższa Izba Kontroli alarmowała o zagrożeniach wynikających z pogarszającego się stanu technicznego infrastruktury energetycznej, o tyle najnowsze wyniki kontroli za lata 2009-2013 pokazują, że w każdym kontrolowanym roku występowały nadwyżki dostępnej mocy nad zapotrzebowaniem na energię. Pomimo znaczącego spadku czasu przerw w dostawach energii (w 2012 r. odnotowano spadek o 20% przerw w dostawach energii w stosunku do roku 2008), nadal przerwy te są jednymi z najdłuższych w Unii Europejskiej i Europejskim Obszarze Gospodarczym (wyższy od Polski wskaźnik SADI, mierzący długość przerw nieplanowanych, za 2012 rok odnotowały tylko Malta i Litwa)<sup>24</sup>.

Znaczącej zmiany nie uległa struktura wiekowa infrastruktury przesyłowej: 82% obiektów pracujących pod napięciem 220 kV jest starszych niż 30 lat, z czego duża część została wybudowana jeszcze w latach pięćdziesiątych i sześćdziesiątych ubiegłego wieku, 17% ma od 20 do 30 lat i tylko 1% poniżej 20 lat. W przypadku linii przesyłowych o napięciu 400 kV 25% obiektów ma ponad 30 lat, 56% ma między 20 a 30 lat, a 19% mniej niż 20 lat<sup>25</sup>. Z drugiej strony prowadzone od 2011 r. prace remontowe pozwoliły na wydłużenie sprawności istniejących obiektów z 40 do 70 lat, a średni wiek linii przesyłowych w Polsce nadal jest niższy od dużo bardziej niezawodnych linii w Szwajcarii i w Niemczech. Istotnym ograniczeniem z punktu widzenia farm wiatrowych jest struktura sieci, która dostosowana jest do odbioru mocy z niewielu dużych źródeł mocy zlokalizowanych 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 przesyłowych. Obecnie wybudowanie kilkudziesięciu kilometrów sieci zajmuje ok. 6-7 lat z czego na zakończenie procedur prawnych potrzeba nawet 5 lat<sup>26</sup>. Planowana ustawa, poprzez ustanowienie prawnej konstrukcji korytarza przesyłowego, wprowadzi na

approx. PLN 7-8 billion. In the long-term development plan PGE Dystrybucja SA is planning the investments for 2014-2019 at the level of PLN 10 billion. In 2013 the investment outlays, as compared to 2012, grew by 0.6%, reaching the value of over PLN 1.3 billion. In the plan agreed with the President of the Energy Regulatory Office URE, ENEA Operator is planning to spend PLN 5.3 billion in 2014-2019, so approximately PLN 900 million per year. In 2014-2019 ENERGA Operator is planning to spend almost PLN 8 billion for the same purpose. In turn, in 2014-2019 TAURON Dystrybucja is planning to execute investments with the total value of over PLN 10 billion.

The growth of investment outlays translates into security of supply of electrical energy. In 2009 the Supreme Audit Office warned about the risks connected with the worsening technical condition of the power infrastructure, but the latest results of controls for 2009-2013 show that in each audited year there was a surplus of available capacity in relation to the demand for energy. Despite the significant decrease in the duration of power outages (in 2012 there was a drop of 20% in power outages in relation to 2008), still the outages are one of the longest in the European Union and the European Economic Area (higher SADI index than Poland, which measures the duration of unplanned outages, in 2012 was noted only in Malta and Lithuania)<sup>24</sup>.

No significant changes have been observed in the age structure of the transmission infrastructure: 82% of facilities using 220 kV voltage are older than 30 years and a majority of them were built in the 1950s and 1960s of the 20th century, 17% are between 20 and 30 years old and only 1% are younger than 20 years. In the case of transmission lines with 400 kV voltage, 25% of the facilities are over 30 years old, 56% are between 20 and 30 years old, and 19% are younger than 20 years<sup>25</sup>. On the other hand, renovation works conducted since 2011 allowed for extending the working order of the existing facilities from 40 to 70 years and the average age of transmission lines in Poland is still lower than much more reliable lines in Switzerland and in Germany.

A major limitation from the point of view of wind farms is the grid structure which is adjusted to taking off power from not many large power sources located mainly in the South of Poland, and not a large number of spread smaller sources located mainly in the North and Central part of the country. Improvement of the situation is expected due to e.g. the planned Act on Transmission Corridors. Currently the construction of several dozen kilometers of the grid takes on average 6-7 years, out of which even 5 years is required to complete legal procedures<sup>26</sup>. The planned Act, through establishing

<sup>24</sup> CEER Benchmarking Report 5.1 on the Continuity of Electricity Supply, CEER, luty 2014, str. 17.

<sup>25</sup> Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od 1 stycznia 2011 r. do 31 grudnia 2012 r., Ministerstwo Gospodarki, 2013 r., str. 32.

<sup>26</sup> E. Garlicka, A. Jodłowski, „Kto straci a kto zyska na korytarzach przesyłowych”, Śniadanie prasowe Deloitte Legal, Warszawa 2012 r., str. 8.

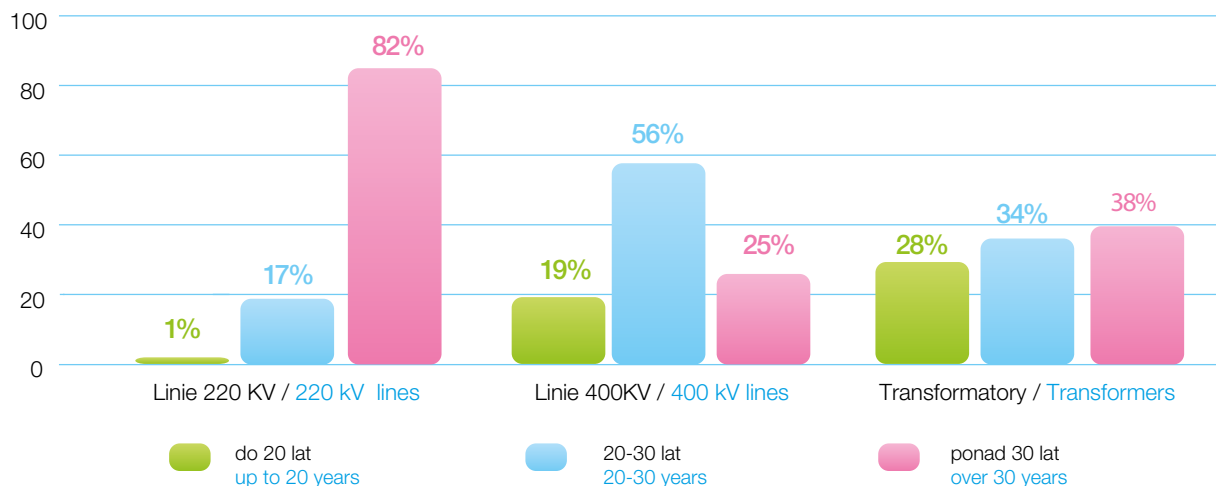
<sup>24</sup> CEER Benchmarking Report 5.1 on the Continuity of Electricity Supply, CEER, February 2014, p. 17.

<sup>25</sup> Report on the results of the security audit of supplies of electrical energy from January 1, 2011, to December 31, 2012, Ministry of the Economy, 2013, p. 32.

<sup>26</sup> E. Garlicka, A. Jodłowski, "Who will lose and who will benefit from transmission corridors", Press Breakfast Deloitte Legal, Warszawa 2012, p. 8.



## Struktura wiekowa infrastruktury przesyłowej i rozdzielczej / The age structure of the transmission and transformation infrastructure



★\_źródło: PSE S.A. / source: PSE S.A.

nieruchomości, której dotyczy, służebność przesyłu i umożliwi przedsiębiorstwu energetycznemu szerszy dostęp do 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 prowadzenia przewlekłych sporów sądowych dotyczących wyceny. Poza tym, ustawa umożliwi bardziej efektywne wykorzystanie środków unijnych przeznaczonych na rozbudowę i modernizację linii przesyłowych. Zgodnie z harmonogramem prac legislacyjnych Rady Ministrów planowany termin przyjęcia długo wyczekiwanego projektu przez Radę Ministrów to IV kwartał 2014 roku.

Poprawa infrastruktury sieciowej przekłada się na znaczny przyrost mocy farm wiatrowych planowanych do przyłączenia na podstawie zawartych umów. Przyrost mocy w latach 2014-2026 przedstawia poniższa tabela:

the legal structure of a transmission corridor, imposes transmission easement on affected real estate and will allow the power company a wide access to transmission equipment, as well as its operations and maintenance. Compensations for owners of real estate encumbered by this law will be calculated on the basis of the statutory algorithm which is to eliminate the need to appoint experts and conducting lengthy court proceedings related to the valuation. Apart from that the Act will allow for more effective use of the EU funds allocated to the development and modernization of transmission lines. According to the schedule of legislative works of the Council of Ministers, the planned date of adopting the long awaited Act by the Council of Ministers is the 4th quarter of 2014.

The improvement of the grid infrastructure translates into a significant growth of capacity of wind farms planned for connections under concluded contracts. The growth of capacity in 2014-2026 has been presented in the table:



## Obecne i potencjalne przyłączenia farm wiatrowych na podstawie zawartych umów o przyłączenie (SN, WN, NN) / Present and potential connections of wind farms under the concluded connection contracts (MV, HV, LV)

Operator systemu System Operator	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	SUMA TOTAL
OSP / TSO	270	698	1 624	1 522	845	238	200	180	0	0	0	60	60	<b>5 697</b>
OSD / DSO	752	2 517	2 346	995	628	307	90	0	0	63	0	0	0	<b>7 699</b>
Przyrost / Growth*	4 603	7 818	11 788	14 305	15 778	16 323	16 613	16 793	16 793	16 856	16 856	16 916	16 976	

\* Moc uwzględniająca przyłączone farmy wiatrowe – stan na 25 czerwca 2014 r. wynosi 3 581 MW / Capacity including connected wind farms on June 25, 2014, is 3,581 MW

★\_źródło: PSE S.A. / source: PSE S.A.

### 6.1.2 Brak skutecznego mechanizmu wymuszającego realizację 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. Przystarzała 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. Z drugiej strony należy przyznać, że znaczna część inwestycji związanych z przyłączeniem farm wiatrowych w ostatnich latach realizowana jest właśnie na skutek decyzji podejmowanych przez URE w postępowaniach odwoławczych inicjowanych przez deweloperów na skutek odmowy wydania warunków przyłączeniowych przez OSD/OSP w pierwszej instancji.

### Lack of an efficient mechanism enforcing the execution of the investment

The most important element of the development plan of the operators and distributors of the power grid are the investment plans. Their scope and schedule is taken into account by the President of the Energy Regulatory Office URE while approving the tariffs. The modernization and development of the grid, however, is a long-term process which requires high capital. Long-term forecasts of revenues and costs of the operators therefore have a high margin of error. While setting the prices, the President of URE assesses important interests of both the energy company and the consumers. Outdated infrastructure enforces investments but their scale, limited by creditworthiness and financial capacity of operators, is insufficient in relation to the assumption of the development of the public power system. From this perspective the whole Polish grid subsector is undercapitalized and without solving this problem there is no hope for a major increase in the scale of investments. The Energy Regulatory Office URE only verifies if the operator has developed the grid according to the declared plans. It does not check, however, the quality of the grid and the location in which it was built. Due to this fact investments made by the operators in many cases do not answer the needs of the wind energy sector. On the other hand, it must be admitted that the major part of investments related to the connection of wind farms in the recent years has been executed as a result of the decisions taken by URE in appeal proceedings initiated by developers as a result of the refusal to issue the conditions for the connection by OSD/OSP in the first instance.

## 6.2 Trudności związane z przyłączeniem OZE do sieci

### 6.2.1 Odmowy przyłączenia do sieci

Jeden z ważniejszych czynników hamujących rozwój sektora OZE stanowią odmowy przyłączenia instalacji wytwórczej do sieci. W samym 2013 r. operatorzy sieci elektroenergetycznych odmówili przyłączenia dla źródeł energii i odbiorców o łącznej mocy około 9,846 tys. MW. Większość odmów dotyczyło OZE, głównie farm wiatrowych (ok. 33% w stosunku do morskiej energetyki wiatrowej, kolejne 33% lądowej energetyki wiatrowej). Odmowy przyłączenia dotyczą przede wszystkim sieci wysokich napięć. W przeważającej mierze PSE S.A. uzasadniała swoje odmowy niemożnością zbilansowania systemu elektroenergetycznego. W rezultacie, o czym już była mowa wcześniej, przedsiębiorstwa przesyłowe i dystrybucyjne wprawdzie przyłączają na bieżąco pewną część realizowanych projektów OZE oraz wydają warunki przyłączenia dla nowych, ale gros tych czynności nie jest podejmowana przez nie dobrowolnie, lecz na skutek decyzji URE w postępowaniu odwoławczym.

### Difficulties with connecting RES to the grid

#### Refusals to connect to the grid

One of the most important factors slowing down the development of the RES sector are the refusals to connect the generating installation to the grid. Only in 2013 power grid operators refused to connect sources of energy and users with the total capacity of approximately 9,846 thousand MW. The majority of refusals concerned RES, and wind farms in particular (approx. 33% in comparison with offshore wind energy, next 33% of land-based wind energy). Refusals of connections concern especially high voltage grids. PSE S.A. mostly justifies their refusals by the impossibility to balance the power system. As a result, which has been mentioned before, the transmission and distribution companies regularly connect a part of the completed RES projects and issue connection conditions for new ones, but the majority of these actions is not undertaken by them voluntarily but rather as a consequence of the decisions by URE issued in appeal proceedings.





Sprawy sporne dotyczące odmów przyłączenia odnawialnych źródeł energii do sieci elektroenergetycznej w 2013 r.  
Disputes concerning refusals of connections of renewable energy sources to the power grid in 2013

Liczba wniosków o rozstrzygnięcie sporu / Quantity of applications for settling the dispute	40
Liczba spraw rozstrzygniętych / Quantity of settled disputes	12
Liczba decyzji, w których stwierdzono, że nie ciąży publicznoprawny obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie / Quantity of decisions stating there is no public obligation to conclude a connection contract	5
Liczba decyzji, w których stwierdzono, że ciąży publicznoprawny obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie / Quantity of decisions stating there is a public obligation to conclude a connection contract	2
Liczba decyzji umarzających postępowanie / Quantity of decisions to discontinue proceedings	5

★\_źródło: URE / source: URE

### 6.2.2 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.

### Conditions of connections without the guarantee of power take-off

Regulations governing the obligation to conclude a contract for connection to the grid do not specify the criteria controlling such connections. As a result, it happens that when issuing the conditions for the connection the operators reserve the right not to guarantee to take off power from the power plant until they make appropriate infrastructure investments, e.g. the development of distribution grid together with high voltage grid (220/400 kV), or a replacement of cables to diameters untypical for a particular voltage. Additionally, they indicate that they are not able to give a binding date of their execution simultaneously requiring from the investors to complete the project on time. In practice, this means shifting the risk of failing to fulfill the statutory obligation from the power grid operator to the investor.

### 6.2.3 Koszty przyłączenia OZE

Przedsiębiorstwa sieciowe, interpretując zawarte w art. 7 ust. 8 ustawy Prawo energetyczne sformułowanie „rzeczywiste nakłady poniesione na realizację przyłączenia” w sposób krańcowo różny, żądają często wysokich opłat przyłączeniowych, w których uwzględniane są koszty modernizacji i budowy sieci będącej własnością operatora. Mieszczą się one w przedziale między kilkanaście tys. zł do nawet 4 mln zł za 1 MW mocy przyłączeniowej. Jak wynika z utrwalonego orzecznictwa, w tym Sądu Najwyższego, „opłata za przyłączenie do sieci”, 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

### RES connection costs

Grid companies, interpreting the phrase included in article 7 section 8 of the Act Energy Law “the actual outlays incurred on the execution of the connection” in a completely different way, often require high connection fees, which include the costs of modernization and building the grid which is the property of the operator. They are within the range from over a dozen thousand PLN to even PLN 4 million per 1 MW of the connection capacity. As a result of the judicial practice, including the verdicts of the Supreme Court, “the fee for the connection to the grid” is often a fee for consolidating (connecting) the installation of the new producer of energy with the grid of the power company. Since it is a payment for the consolidation of the connected installation with the existing grid, it should cover only the outlays on executing this consolidation. On the other hand, it cannot cover the outlays on the development of the grid of the power company in order to accommodate new installations supplying energy (in the scope in which this development is not related to the connection of the

nowego źródła energii z siecią)<sup>27</sup>. 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. 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.

#### 6.2.4 Wirtualne umowy versus harmonogramy przyłączeniowe

Nowelizacja prawa energetycznego z 2013 r., tzw. mały trójpak energetyczny<sup>28</sup>, wprowadziła kolejne ograniczenia w zakresie uzyskiwania warunków przyłączeniowych, limitując jednocześnie możliwości rezerwacji potencjału przyłączeniowego przez inwestorów. Kolejne zmiany miały na celu odblokowanie procedur związanych z wydawaniem warunków przyłączeniowych przez operatorów systemowych, które wstrzymywane były przez wnioski mające charakter spekulacyjny. Tzw. „wirtualne umowy” w istotnej mierze blokowały możliwość uzyskania dostępu do sieci dla nowych projektów. W szczytowym momencie PSE S.A. przyjął wnioski o przyłączenie farm wiatrowych o łącznej mocy 70 GW z czego, jak wiadomo, znakomita większość nigdy nie została zainstalowana. Ustawa nowelizująca prawo energetyczne z 2010 r. 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. Nowelizacja z 2013 r. wprowadziła dodatkowy wymóg przedstawienia wraz z wnioskiem o przyłączenie, oprócz wyrysu i wypisu z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, również tytułu prawnego do nieruchomości, na której ma być posadowiona farma wiatrowa oraz harmonogramu inwestycji. Na dzień 30 sierpnia 2014 r. zmiana prawa pozwoliła na zmniejszenie nawisu nierozpatrzonej wniosków o przyłączenie farm wiatrowych do niespełna 1,2 GW<sup>29</sup>. Należy jednak wskazać, że sam 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 zasady „wykorzystaj lub utrac” („use or lose”), która powoduje wygaśnięcie warunków

new source of energy with the grid)<sup>27</sup>. The reason for the dispute between power companies and RES investors is the imprecise law which does not state directly if and to what extent the investor has the obligation to bear the costs of developing the infrastructure which is the property of the grid operator. The solution could be to set the costs of the grid connection on the basis of a precise algorithm or, more simply, according to a lump sum fee for 1 MW of connection capacity taking into account the value of the voltage and the length of the link.

#### Virtual contracts vs. connection schedules

Amendment of the Energy Law from 2013, the so-called small energy three-pack<sup>28</sup>, introduced more restrictions on obtaining connection conditions, limiting at the same time the possibility of reserving the connection potential by the investors. The other changes aimed at unblocking the procedures related with issuing connection conditions by the grid operators which were withheld by applications of a speculative character. The so-called “virtual contracts” largely blocked the possibility of obtaining the access to the grid for new projects. In the peak moment, PSE S.A. accepted applications for connection of wind farms with the total capacity of 70 GW, out of which, as it is well known, the great majority was never installed. The Act which amended the Energy Law from 2010 introduced a provision according to which the value of the down payment for the connection fee is PLN 30 for each kilowatt of capacity specified in the application for the connection to the grid, however, not higher than PLN 3 million. The amendment from 2013 introduced an additional requirement of presenting together with the application for the connection, apart from an extract from the local zoning plan, also the legal title to the real estate on which the wind farm is to be located and the schedule of the investment. As of August 30, 2014, the change of the law allowed for decreasing the surplus of unsettled applications for connection of wind farms to below 1.2 GW<sup>29</sup>. However, it should be pointed out that the down payment mechanism alone did not eliminate the cases of speculation but it only deprived small market players of such a possibility. The downside of the existing system of handling applications is also that it does not take into account the stage of advancement of the project whereas from the point of view of the development of wind energy, more advanced projects and those which offer higher probability of execution should be favored. However, the “use or lose” principle should be assessed positively as it causes the expiry of connection conditions

<sup>27</sup> Wyrok Sądu Najwyższego z 11 kwietnia 2012 r., sygn. III SK 33/11.

<sup>28</sup> Ustawa z 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 27 sierpnia 2013 r.).

<sup>29</sup> Obliczenia własne na podstawie informacji PSE S.A. „Podmioty ubiegające się o przyłączenie źródeł do Krajowej Sieci Przesyłowej” (stan na 29 sierpnia 2014 r.).

<sup>27</sup> Verdict of the Supreme Court dated April 11, 2012, ref. no. III SK 33/11.

<sup>28</sup> Act dated July 26, 2013, on amending the Act Energy Law and certain other acts (Journal of Laws, August 27, 2013).

<sup>29</sup> Own calculations based on data of PSE S.A. “Entities applying for the connection to the National Transmission Grid” (as of August 29, 2014).

przyłączenia, jeżeli umowa przyłączeniowa nie zostanie zawarta w ciągu dwóch lat od dnia ich doręczenia.

if the connection contract is not concluded within two years from the date of their delivery.

## 7 Ochrona środowiska

### 7.1 Decyzja o uwarunkowaniach środowiskowych (UŚD)

Najczęściej organem właściwym do wydania decyzji o uwarunkowaniach środowiskowych 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 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 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 raportu mogą, ale nie muszą wymagać. Do pierwszej grupy zalicza się inwestycje w elektrownie wiatrowe, których łączna moc nominalna jest nie mniejsza niż 100 MW oraz te zlokalizowane na polskich obszarach morskich. W drugiej grupie natomiast wskazane są instalacje wiatrowe o mocy znamionowej poniżej 100 MW oraz o wysokości nie niższej niż 30 m lub zlokalizowane na obszarach objętych formami ochrony przyrody, o których mowa w art. 6 ustawy z 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody, tj. parkach narodowych, rezerwach przyrody, parkach krajobrazowych, obszarach chronionego krajobrazu, obszarach Natura 2000, użytkach ekologicznych i zespołach przyrodniczo-krajobrazowych.

Brak jednolitej interpretacji procedur środowiskowych przez administrację istotnie utrudnia sprawne przygotowanie projektu. Organy mają trudności z oceną metodyki badań środowiskowych przedstawianych przez inwestorów oraz uzgodnieniem wyników 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. Jeżeli np. w okresie obowiązywania decyzji o uwarunkowaniach środowiskowych zmieniły się okoliczności, które dotąd były brane pod uwagę przy ocenie wpływu na środowisko, niezbędne

## Environmental Protection

### Decision on environmental conditions

Most frequently the authority relevant to issuing a decision on environmental conditions is the commune administrator or mayor applicable to the area where the location of the investment was planned. The types of investments which require an environmental decision have been described in the Act dated October 3, 2008, on the access to information about the environment and its protection, participation of the community in environmental protection and assessments of environmental impact, and in the Regulation of the Council of Ministers issued on the basis of this Act, defining the types of projects which may have a significant impact on the environment, dated November 9, 2010.

Pursuant to these regulations, investments are divided into two groups, i.e. those which prior to issuing the decision on environmental conditions require drawing up the environmental impact report, and those which may, but don't have to require such a report. The first group includes investments in wind farms whose total rated capacity is not lower than 100 MW and those located in Polish maritime areas. The second group consists of wind installations with rated capacity below 100 MW and the height not lower than 30 m, or located in areas under some form of environmental protection referred to in article 6 of the Act on nature protection dated April 16, 2004, i.e. national parks, nature reserves, natural landscape parks, protected landscape areas, Natura 2000 areas, ecological sites and nature-landscape complexes.

Lack of uniform interpretation of environmental procedures by the administration makes it significantly difficult to prepare the project efficiently. Authorities find it difficult to assess the methodology of environmental research presented by investors and referring the results of the submitted report to the local environmental impact assessment and the study of zoning conditions and directions in the commune. Additionally, obtaining the decision on environmental conditions does not always finish the process of environmental impact assessment. It may turn out that at the stage of assessing environmental conditions there is no sufficient information on the potential impact of the planned project. This concerns in particular the situation of conducting proceedings on environmental impact assessment before obtaining the decision on the land development conditions. If, for instance, during the period of validity of the decision on environmental conditions circumstances have changed, which were previously taken into account in the

będzie przeprowadzenie ponownej oceny. Ryzyko takie można ograniczyć, lokalizując inwestycję w oparciu o pełną procedurę planistyczną (w oparciu o miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego). Przesłanką wskazującą na konieczność nałożenia w decyzji obowiązku przeprowadzenia ponownej oceny może być np. ryzyko kumulacji oddziaływań przedsięwzięć znajdujących się na tym samym obszarze<sup>30</sup>, czy też możliwość oddziaływania przedsięwzięcia na obszary wymagające specjalnej ochrony (w tym obszary Natura 2000 i podlegające innym formom ochrony przyrody). Prowadzi to do wydłużenia procesu inwestycyjnego.

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. W 2011 r. Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska opublikowała „Wytyczne w zakresie prognozowania oddziaływań na środowisko farm wiatrowych”<sup>31</sup>. Na szczególną uwagę zasługuje Rozdział X, który zawiera zagadnienie dobrych praktyk w zakresie prognozowania oddziaływania farmy wiatrowej na środowisko. Dokument ten doceniany jest przez inwestorów za swoje walory merytoryczne. Wytyczne mają charakter rekomendacji i nie wiążą organów samorządowych. Trzy lata wdrażania dobrych praktyk nie doprowadziły jednak do pełnego ujednolicenia stanowisk organów administracyjnych i oczekiwanych zmian w prowadzonych postępowaniach, co świadczy o tym, że te różnice wynikają w dużej mierze także ze zmiennych nie mających bezpośredniego związku z praktykami inwestorskimi.

## 7.2 Etapy postępowania w sprawie wydania UŚD<sup>32</sup>

- Kwalifikacja farmy wiatrowej do II grupy przedsięwzięć (tzn. mogących znacząco oddziaływać na środowisko).
- Wykonanie karty informacyjnej przedsięwzięcia.
- Złożenie wniosku o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach.
- Wszczęcie postępowania przez organ administracji.
- Wystąpienie organu prowadzącego postępowanie do odpowiednich organów współdziałających o opinię dotyczącą konieczności przeprowadzenia OOS i ustalenie zakresu Raportu OOS.
- Wydanie opinii przez organy współdziałające.
- Wydanie przez organ prowadzący postępowanie postanowienia o konieczności przeprowadzenia OOS i zakresie Raportu OOS lub postanowienia o braku konieczności przeprowadzenia OOS.

<sup>30</sup> W uzasadnieniu decyzji powinna być zawarta informacja o wynikach analizy oddziaływań skumulowanych dla planowanych przedsięwzięć oraz wyjaśnienia dotyczące przyczyny nałożenia obowiązku i zakresu wymaganej ponownej oceny oddziaływania.

<sup>31</sup> M. Stryjecki, K. Mielniczuk, „Wytyczne w zakresie prognozowania oddziaływań na środowisko farm wiatrowych”, Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska, Warszawa 2011.

<sup>32</sup> Ibidem, str. 56.

environmental impact assessment, it will be necessary to run another assessment. Such risk can be limited by locating the investment based on the complete planning procedure (based on the local zoning plan). The condition for imposing the obligation in the decision to conduct another assessment may be, e.g. the risk of cumulating the impact of projects located in the same area<sup>30</sup>, or the possibility of the project having impact on the areas which require special protection (including Nature 2000 areas and those under other forms of environmental protection). This leads to prolongation of the investments process.

Complicated procedures are often accompanied by the lack of uniform opinions of authorities in different voivodships. Thus the investor must take into account that in the case of locating wind farms on territories of different voivodships, he will receive different decisions for similar factual states. In 2011, the General Directorate for Environmental Protection published “Guidelines for estimating environmental impact of wind farms”<sup>31</sup>. Special attention should be paid to Chapter X which contains the aspects of good practices in estimating the environmental impact of wind farms. This document is appreciated by investors for its factual value. The guidelines have a character of recommendations and are not binding for local authorities. However, 3 years of implementing good practices have not led to uniformity of positions adopted by authorities and expected changes in conducted procedures, which proves that the differences largely result from variables which do not have any direct connection with investors' practices.

## Stages of environmental approval process<sup>32</sup>

- Classification of a wind farm to the II group of projects (i.e. with possible significant impact on the environment).
- Drawing up the project information card.
- Submitting the application for issuing the decision on environmental conditions.
- Commencement of proceedings by the authority.
- Request of the authority conducting the proceedings to appropriate cooperating authorities to issue an opinion concerning the necessity of conducting OOS and the scope of the OOS Report.
- Issuing the opinion by cooperating authorities.
- Issuing the resolution by the authority conducting the proceedings on the necessity of conducting OOS and the scope of OOS Report, or the resolution on the lack of requirement to conduct OOS.

<sup>30</sup> The justification of the decision should contain information about the results of analysis of cumulative impact of the planned projects and explanation of the reasons for imposing the obligation, as well as the scope of another impact assessment.

<sup>31</sup> M. Stryjecki, K. Mielniczuk, “Guidelines for estimating environmental impact of wind farms”, General Directorate for Environmental Protection, Warsaw 2011.

<sup>32</sup> Ibidem, p. 56.



- Wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach (gdy nie stwierdzono potrzeby przeprowadzenia OOŚ) lub sporządzenie przez Inwestora Raportu OOŚ i przedłożenie go organowi prowadzącemu postępowanie w przypadku stwierdzenia obowiązku przeprowadzenia OOŚ.
- Wystąpienie organu prowadzącego postępowanie do odpowiednich organów współdziałających o uzgodnienie/opinię dotyczące warunków realizacji farmy wiatrowej.
- Wydanie opinii i uzgodnienia przez organy współdziałające.
- Przeprowadzenie przez organ prowadzący postępowania procedury udziału społeczeństwa.
- Wydanie decyzji o uwarunkowaniach środowiskowych.
- Podanie do publicznej wiadomości informacji o wydaniu decyzji o uwarunkowaniach środowiskowych.

## 7.3 Obszary chronione

Istotną barierą dla rozwoju energetyki wiatrowej jest występowanie obszarów objętych programem Natura 2000. Według oficjalnych danych w Polsce sieć Natura 2000 zajmuje prawie 20% powierzchni lądowej kraju. W jej skład wchodzi 849 specjalne obszary ochrony siedlisk (PLH) oraz 145 obszarów specjalnej ochrony ptaków (PLB)<sup>33</sup>. Według danych GUS całość obszarów chronionych w Polsce wynosi około 32,5% powierzchni kraju<sup>34</sup>.

## 7.4 Projekt tzw. ustawy krajobrazowej

1 lipca 2013 roku do Sejmu wpłynął prezydencki projekt ustawy o ochronie krajobrazu (ustawy o zmianie niektórych ustaw w związku ze wzmocnieniem narzędzi ochrony krajobrazu), którego zadaniem jest m.in. implementowanie do prawa krajowego wybranych elementów Europejskiej Konwencji Krajobrazowej. Obecnie prace nad projektem ustawy zostały skierowane do komisji sejmowych. Wprowadzenie ustawy krajobrazowej jest przedmiotem licznych debat oraz wielu krytycznych ocen środowisk związanych z energetyką wiatrową. Głównym założeniem proponowanych zmian jest wprowadzenie narzędzi sprzyjających ochronie krajobrazu (w tym kulturowego), wprowadzenie powszechnej identyfikacji i walooryzacji krajobrazów oraz doprecyzowania ich definicji. W kontekście inwestycji wiatrowych szczególnie istotne są propozycje związane z przeniesieniem znaczącej części kompetencji w zakresie planowania przestrzennego z poziomu gminy na poziom województwa oraz ograniczenia w zakresie lokalizacji tzw. dominant krajobrazowych (tj. obiektów o wiodącym oddziaływaniu wizualnym w krajobrazie, takich jak farmy wiatrowe czy

- Issuing the decision on environmental conditions (if there was no need to conduct OOŚ) or drawing up the OOŚ Report by the Investor and submitting it to the authority conducting the proceedings if there was an obligation to conduct OOŚ.
- Request of the authority conducting the proceedings to appropriate cooperating authorities regarding the approval/issuance of an opinion concerning the conditions of executing the wind farm project.
- Issuing the opinion and approvals by cooperating authorities.
- Conducting the procedure of participation of the community by the authority conducting the proceedings.
- Issuing the decision on environmental conditions.
- Publicizing the information on issuing the decision on environmental conditions.

### Protected areas

A major barrier for the development of wind energy is the existence of areas covered by the Nature 2000 programme. According to official data, in Poland the Nature 2000 network occupies almost 20% of the territory of the country. It includes 849 special areas of habitat conservation (PLH) and 145 special areas of protection for birds (PLB)<sup>33</sup>. According to the data of Chief Statistical Office, the total protected area in Poland accounts for approximately 32.5% of the territory of the country<sup>34</sup>.

### Draft of the so-called Landscape Act

On July 1, 2013, the Sejm was introduced the presidential bill on landscape protection (the act on amending some other acts in relation to strengthening the instruments of landscape protection), whose aim is, among others, to implement selected elements of the European Landscape Convention in the state legislation. At present the work on the draft has been assigned to parliamentary commissions. The implementation of the Landscape Act is the subject of many debates and many critical appraisals of interest groups connected with wind energy. The main assumption of the proposed changes is the implementation of instruments supporting landscape protection (including cultural landscape), introduction of general identification and valuation of landscapes, and specifying their definitions. In the context of investments in wind farms, of great importance are the proposals connected with shifting the majority of zoning competencies from the level of communes to voivodships, and limitations in locations of the so-called landmarks (i.e. structures with the dominating visual impact on the landscape, such as

<sup>33</sup> Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska [<http://natura2000.gdos.gov.pl/strona/natura-2000-w-polsce>].

<sup>34</sup> Łącznie z tą częścią obszarów sieci Natura 2000, która mieści się w granicach obszarów prawnie chronionych, źródło: Ochrona środowiska 2013, GUS, Warszawa, 2013, str. 283, [stan na 2012 r.].

<sup>33</sup> General Directorate for Environmental Protection [<http://natura2000.gdos.gov.pl/strona/natura-2000-w-polsce>].

<sup>34</sup> Together with the part of the Natura 2000 network which is located within the legally protected areas, source: Environmental Protection 2013, Chief Statistical Office, Warsaw, 2013, p. 283, [data as of 2012].

linie energetyczne wysokich napięć). Projekt zakłada, że ochrona krajobrazu będzie regulowana przez tzw. urbanistyczne zasady ochrony krajobrazu (UZOK) mające status prawa miejscowego, nadrzędnego wobec miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego i wszystkich wymaganych prawem decyzji administracyjnych. Będą one tworzone przez marszałka województwa i uchwalane przez sejmik wojewódzki, na podstawie audytu krajobrazowego, przyjmowanego w analogiczny sposób.

Wprowadzenie kompleksowych regulacji z zakresu ochrony krajobrazu jest niewątpliwie potrzebne, jednakże proponowane rozwiązania budzą liczne zastrzeżenia zarówno samorządów, jak i inwestorów. Dla energetyki wiatrowej planowane zmiany będą kolejnym wyzwaniem, z którym będą musieli się zmierzyć przyszli inwestorzy szukający odpowiednich lokalizacji, jak i władze gminne poszukujące nowych źródeł dochodu.

Wśród głównych zarzutów zgłaszanych pod adresem projektu ustawy wymienia się marginalizację udziału gmin w postępowaniu administracyjnym, a nawet złamanie konstytucyjnej zasady samorządności gmin. Dodatkowo nowe regulacje wykluczą możliwość lokalizacji dominant krajobrazowych na terenach Parków Krajobrazowych i Obszarach Chronionego Krajobrazu (stanowiących łącznie około 30% powierzchni kraju) do czasu wprowadzenia ewentualnych innych rozstrzygnięć w odpowiednich UZOK. Tym samym realizacja wszelkich inwestycji tego typu może zostać zamrożona na znacznym obszarze kraju. Jednocześnie w obecnym brzmieniu projektu ustawy nie zapewniono poszanowania praw nabytych oraz wystarczających przepisów przejściowych (zwłaszcza na etapie pozwolenia na budowę). Inwestor, pomimo posiadania prawomocnej decyzji środowiskowej, nie będzie miał możliwości zrealizowania inwestycji, jeżeli miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego lub warunki zabudowy nie będą zgodne z UZOK.

wind farms or high voltage power lines). The draft assumes that landscape protection will be regulated through the so-called Urban Rules of Landscape Protection (UZOK) which have the status of acts of law of municipal units, overriding the local plans and all legally required administrative decisions. They will be drawn up by Voivodship Marshal and approved by Voivodship Assembly on the basis of the landscape audit, adopted in an analogous manner.

The implementation of comprehensive regulations in landscape protection is undoubtedly necessary, however, the proposed solutions raise many doubts among local governments, as well as the investors. For wind energy the planned changes will pose another challenge, which will have to be dealt with by future investors looking for appropriate locations and by the municipal authorities looking for new sources of revenue.

Among the main objections raised against the draft of the Act there is the marginalization of the participation of communes in administrative proceedings and even breaching the constitutional rule of self-governance of communes. Additionally, new regulations will exclude the possibility of locating landmarks in the areas of Natural Landscape Parks and Protected Landscape Areas (which account for the total of 30% of the area of the country) until the implementation of different decisions in relevant UZOKs. In this way, the execution of any investments of that type can be put on hold in most areas of the country. Simultaneously the current wording of the Bill does not guarantee respecting the acquired rights or adequate transition regulations (especially at the stage of obtaining the building permit). The investor, despite holding the binding environmental decision, will not be able to execute the investment if the local zoning plan or development terms are not compliant with UZOK.

=

## 8 Wybrane kwestie podatkowe

### 8.1 Podatek od nieruchomości

#### 8.1.1 Przedmiot opodatkowania

Głównym obciążeniem podatkowym producenta energii z wiatru, obok podatku dochodowego, jest podatek od nieruchomości. Opodatkowaniu podatkiem od nieruchomości podlegają grunty, budynki lub ich części oraz budowle lub ich części związane z prowadzeniem działalności gospodarczej. Wysokość zobowiązania uzależniona jest od przedmiotu opodatkowania. Podstawę opodatkowania stanowi: dla gruntów – powierzchnia, dla budynków lub ich części – powierzchnia użytkowa, natomiast dla budowli – wartość (2%). Ten ostatni z przedmiotów opodatkowania jest szczególnie istotny w przypadku farm

## Selected tax issues

### Property tax

#### Subject of taxation

The main tax burden of the producer of energy from wind, next to the income tax, is the property tax. The property tax applies to land, building or their sections, structures or their sections connected with conducting a business activity. The value of the obligations depends on the subject of the taxation. The tax base is: for land – area, for buildings or their sections – useable area, whereas for structures – value (2%). The last of the subjects is especially important in the case of wind farms because it may constitute a significant burden for the investor. The qualification

wiatrowych, gdyż może stanowić znaczące obciążenia dla inwestora. Jako budowle można bowiem zakwalifikować m.in. drogi i place, fundamenty, wieże, transformatory czy kable energetyczne często łącznie stanowiące ponad 50% wartości inwestycji. Kwestią sporną jest, czy elektrownia wiatrowa wyczerpuje kryteria budowli lub też w przeciwnym wypadku, które jej elementy powinny być opodatkowane podatkiem od nieruchomości. Z uwagi na brak szczególnych regulacji prawno-budowlanych w decyzjach o pozwoleniu na budowę elektrownie wiatrowe kategoryzowane są w różnicowany sposób np. jako „wolno stojące kominy i maszty”, „sieci elektroenergetyczne” lub też jako „inne budowle”. Może to być przyczyną odmiennych sposobów określania podstawy opodatkowania elektrowni wiatrowych podatkiem od nieruchomości przez organy podatkowe oraz inwestorów.

Obecnie w doktrynie prawa podatkowego, pomimo wcześniejszych wątpliwości, ukształtowało się stanowisko, że opodatkowaniu podatkiem od nieruchomości podlegają wyłącznie części budowlane turbozespołów, czyli fundament z pierścieniem oraz wieża. Zarówno organy podatkowe, jak i sądy administracyjne są dziś zgodne w tym zakresie. We wrześniu 2011 roku Trybunał Konstytucyjny wprost stwierdził<sup>35</sup>, że opodatkowanie podatkiem od nieruchomości podlegają jedynie budowle objęte definicją zawartą w ustawie z 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane, a wykładnia rozszerzająca jest niedopuszczalna. Niezależnie od w miarę jednorodnego podejścia zarówno władz podatkowych jak i inwestorów do opodatkowania podatkiem od nieruchomości jedynie części budowlanych, 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, a niekiedy także ze zróżnicowanych metod segregacji kosztów inwestycyjnych. W większości przypadków wartość budowlana (fundament z wieżą) wynosi nie więcej niż 30% wartości inwestycji ogółem, niemniej w przypadku wież wykonanych z materiałów nowej generacji, wyposażonych w nowoczesne elementy konstrukcyjno-użytkowe (np. winda), udział wartości części budowlanych w całości może osiągać znacznie wyższe wartości<sup>36</sup>.

Należy wskazać, że obecnie trwają prace nad projektem ustawy nowelizującej prawo budowlane. Planowane zmiany obejmują m.in. rozszerzenie definicji budowli o „elektrownie wiatrowe o mocy przekraczającej 500 KW”. Przyjęcie tych zmian w proponowanym kształcie prowadziło do znacznego zwiększenia obciążeń podatkiem od nieruchomości. Kwestia ta niewątpliwie powinna być elementem analizy ekonomicznej inwestycji.

as structures covers for instance roads and yards, foundations, towers, transformers or power cables which frequently, in total, account for over 50% of the value of the investment. It is a source of a dispute if the wind power plant meets the criteria of a structure and if not, which of its elements should be taxed with a property tax. Due to the lack of specific legal and construction regulations, decisions on building permits for constructing wind power plants are categorized in different ways, e.g. as “detached chimneys and masts”, “power grids” or as “other structures”. It may be the reason for different methods of defining the tax base for wind power plants for the property tax by tax authorities and investors.

Currently in the doctrine of the tax law, despite the previous doubts, there is an opinion formed that the taxation with the property tax applies exclusively to building sections of turbine sets, i.e. foundation with the ring and the tower. Both tax authorities and administrative courts currently share the same opinion. In September 2011, the Constitutional Tribunal directly stated<sup>35</sup> that taxation with the property tax applies exclusively to structures covered by the definition included in the Act of July 7, 1994, Construction Law, and the expanded interpretation is unacceptable. Regardless of the more or less homogenous approach of both tax authorities and the investors to the property tax applicable only to building section, in practice there are major value differences in property tax applied to wind farms. Those result mostly from technological differences with reference to the construction and assembly of the tower, and also sometimes from diversified methods of segregating investment costs. In most cases the construction value (foundation and the tower) accounts for not more than 30% of the total value of the investment, however, in the case of towers constructed from new generation materials, equipped with modern construction and operating elements (e.g. an elevator), the share of the value of building parts in total may reach much higher values<sup>36</sup>.

It must be indicated that currently works are being carried out on the draft of the Act amending the Construction Law. The changes cover, for instance, expansion of the definition of the structure with “a wind power plants with the capacity exceeding 500 KW”. Adopting such changes in the proposed shape would definitely lead to the significant increase in the property tax burden. This question should undoubtedly be an element of the economic analysis of the investment.

<sup>35</sup> Zob. Wyrok Trybunału Konstytucyjnego z 13 września 2011 r. sygn. akt. P 33/09.

<sup>36</sup> W ostatnim czasie pojawiło się korzystne dla inwestorów rozstrzygnięcie, w którym potwierdzono, że jedynie część konstrukcyjna wieży, tj. jej część zewnętrzna, stanowi budowlę i podlega opodatkowaniu podatkiem od nieruchomości, podczas, gdy wyposażenie wieży, jej część wewnętrzna, techniczna nie stanowi budowli i w konsekwencji nie podlega opodatkowaniu podatkiem od nieruchomości (interpretacja indywidualna Wójta Gminy Działdowo z 31 lipca 2014 r. sygn. FN.3101.1.1.2014).

<sup>35</sup> See: the verdict of the Constitutional Tribunal dated September 13, 2011, ref. no. P 33/09.

<sup>36</sup> Recently a verdict favorable for investors appeared which confirmed that only the construction part of the tower, i.e. its external part, constitutes a structure, and is subject to taxation with property tax, whereas the tower equipment, its internal, technical part do not constitute a structure and consequently are not subject to taxation with property tax (individual interpretation by the Działdowo Commune Administrator dated July 31, 2014, ref. no. FN.3101.1.1.2014).

### 8.1.2 Morskie farmy wiatrowe

Nie ulega wątpliwości, że farmy wiatrowe zlokalizowane na lądzie objęte są zakresem przedmiotowym podatku od nieruchomości. Natomiast dopuszczalność obciążenia tym podatkiem farm wiatrowych zlokalizowanych na morzu – w wyłącznej morskiej strefie ekonomicznej – budzi znaczne wątpliwości. Z uwagi na brak szczególnych regulacji prawnych traktujących o opodatkowaniu morskich farm wiatrowych należałoby stosować zasady ogólne. Konstrukcja morskich farm wiatrowych spełnia warunki uznania jej za budowlę związaną z prowadzeniem działalności gospodarczej, która podlega opodatkowaniu podatkiem od nieruchomości. Jednakże ze względu na to, że wyłączna strefa ekonomiczna na Bałtyku, na której dopuszczalna jest budowa takich obiektów, nie stanowi terytorium Polski (tym samym nie należy do obszaru żadnej gminy), nie jest możliwe wskazanie stawki podatku, która na jej obszarze obowiązuje. W konsekwencji w obecnym stanie prawnym morskie farmy wiatrowe, mimo iż co do zasady powinny podlegać podatkowi od nieruchomości, nie zostaną nim faktycznie obciążone (obowiązek podatkowy nie przerodzi się w zobowiązanie). Mając na względzie, że tego typu inwestycje są bardzo kapitałochłonne wydaje się prawdopodobne, że zanim powstaną pierwsze konstrukcje na morzu, odpowiednie regulacje w zakresie opodatkowania podatkiem od nieruchomości morskich farm wiatrowych zostaną wprowadzone lub sprawa ta zostanie w inny sposób wyjaśniona.

## 8.2 Amortyzacja elektrowni wiatrowych

### 8.2.1 Stawka

Wydatki poniesione na budowę farmy wiatrowej 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 stosować przy 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 (jak dla potrzeb opodatkowania podatkiem od nieruchomości) i do wydzielonych części zastosować przypisane im stawki amortyzacyjne. Autorzy raportu są zdania, że turbina wiatrowa powinna być traktowana jako jeden środek trwały w grupie 3 KŚT (KŚT 346) obejmujący cały „zespół prądotwórczy wiatrowy”, do której należy zaliczyć również wieżę, pierścień i fundament. Ustawy dochodowe wymagają bowiem, aby w dniu przyjęcia do użytkowania środki trwałe były „kompletne i zdane do użytku”, tj. służyły zakładanym celom gospodarczym – produkcji energii elektrycznej. Tym samym amortyzacja turbin (kompletnego zespołu prądotwórczego wiatrowego) powinna przebiegać według metody

### Offshore wind farms

There is no doubt that wind farms located on the land are covered by the subject scope of the property tax. Nevertheless the possibility of burdening offshore wind farms - located in the exclusive economic zone on the Baltic - with this tax raises significant doubts. Due to the lack of specific legal regulations concerning the taxation of offshore wind farms, general rules should be applied. The construction of offshore wind farms meets the conditions qualifying them as structures connected with running a business activity, which is subject to taxation with the property tax. However, due to the fact that the exclusive economic zone on the Baltic Sea, on which the construction of such structures is permissible, is not the territory of Poland (thus it does not belong to any commune), it is impossible to indicate the tax rate which would be applicable in this area. Consequently, in the current legal situation, despite the fact that offshore wind farms as a rule should be taxed with property tax, they will not be subject to such an obligation (tax liability will not change into an obligation). Taking into account that such investments require great capital, it seems possible that before the first constructions appear on the sea, appropriate regulations concerning taxation of offshore wind farms with a property tax will be implemented or the matter will be settled in another way.

### Depreciation of wind power plants

#### Rate

Expenses borne on the construction of a wind farm can be classified as tax costs through depreciation write-offs. Despite the fact that the current shape of the tax regulations does not cause major doubts, in the practice of tax authorities there are many interpretations concerning rates which should be applied when depreciating wind power plants. It is frequently disputed if, for the purpose of depreciation, the wind turbine should be treated as a whole or it should be divided into a building and non-building sections (just like for the needs of taxation with the property tax) and depreciation rates assigned to them should be used for the selected parts. The authors of the Report are of the opinion that the wind turbine should be treated as one asset in the group 3 of KŚT [fixed asset classification] (KŚT 346) covering the whole “wind energy-generating set” to which one should also include the tower, the ring and the foundation. Revenue Acts require that on the day of taking over fixed assets for use, they should be “complete and ready for use”, i.e. used for the specific business purposes – the production of electrical energy. In this way depreciation of turbines (the complete wind energy-generating set) should follow the linear



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 elektrotechniczna (jako urządzenie z grupy 3 KŚT) stawką 7% (metoda liniowa) lub 14% (metoda degresywna). Choć stanowisko to dominuje w najnowszych indywidualnych interpretacjach prawa podatkowego, należy je uznać za błędne. Organ podatkowy nie jest uprawniony do dokonywania klasyfikacji środków trwałych do odpowiedniej grupy. Klasyfikacji tej powinien dokonać sam podatnik, który, co w tej sytuacji jest zalecane, może korzystać z pomocy uprawnionego organu statystycznego. Uzyskanie potwierdzenia grupowania KŚT od organu statystycznego uznaje się za rozstrzygające w przedmiocie ustalenia właściwej stawki amortyzacyjnej.

### 8.2.2 Ustalenie wartości początkowej

Wartość początkową ustala się na podstawie ceny nabycia lub kosztu wytworzenia środka trwałego. O ile ustawa o CIT zawiera definicję kosztu wytworzenia, to wskazane w niej wydatki nie stanowią katalogu zamkniętego. Zasadą ogólną jest, że koszty związane z nabyciem lub wytworzeniem poniesione przed dniem przyjęcia środka trwałego do używania zwiększają jego wartość początkową. Do kosztu wytworzenia nie zalicza się kosztów ogólnych zarządu, kosztów sprzedaży oraz pozostałych kosztów operacyjnych i kosztów operacji finansowych, w szczególności odsetek od pożyczek (kredytów) i prowizji.

Wartość początkową środka trwałego zwiększa się jednak o odsetki od kapitału pozyskanego na finansowanie inwestycji naliczone do dnia przekazania środka trwałego do używania. Wartość początkową podwyższają również skapitalizowane odsetki od kredytu lub pożyczki na jego nabycie bądź wytworzenie.

W każdym przypadku konieczne jest wykazanie bezpośredniego związku pomiędzy danym kosztem a wytworzonym przez podatnika środkiem trwałym. Praktyka wskazuje, że najczęstsze błędy co do kwalifikacji wydatku dotyczą: opłat przyłączeniowych, czynszów dzierżawnych, opłat związanych ze zmianą przeznaczenia gruntu i jego wyłączeniem z produkcji rolnej, kosztów ustanowienia służebności przesyłu, wynagrodzenia za usługi o charakterze doradczym, nieprawidłowo ujętych różnic kursowych lub też odsetek od pożyczek udzielonych przez podmioty powiązane na sfinansowanie projektów.

### 8.3 VAT przy dostawie z montażem od zagranicznego przedsiębiorcy

Przedsiębiorca, który nabywa od zagranicznego kontrahenta (niezarejestrowanego w Polsce na VAT) turbiny wiatrowe wraz z ich montażem ma obowiązek opodatkowania takiej transakcji. Miejscem opodatkowania takiej

method with the rate 7%, or a degressive one with the application of the coefficient 2.0 (rate 14%). Meanwhile, tax authorities often decide that building elements of the wind power plant should be depreciated linearly with the rate 4.5% (as buildings in group 2 of KŚT), whereas the technical and power section (as a device from group 3 of KŚT) with the rate 7% (linear method) or 14% (degressive method). Although this position is dominating in the recent individual interpretations of the tax law, it should be deemed faulty. The tax authority is not entitled to classify fixed assets to specific groups. This classification should be made by the tax-payer who, which is recommended in this situation, may use the assistance of the authorized statistical office. Obtaining the confirmation of KŚT classification from a statistical office is deemed decisive in terms of defining the appropriate depreciation rate.

#### Defining the initial value

The initial value is defined on the basis of the price of purchase or the cost of producing the fixed asset. Although the CIT Act contains the definition of the cost of producing, the indicated expenses therein do not constitute a closed list. It is a general rule that the costs connected with the purchase or producing incurred before the day of taking over the fixed asset for use increase its initial value. The cost of producing does not include the general costs of management, costs of sale and other operational costs and costs of financial operations, in particular interest on loans (credits) and commissions.

The initial value of the fixed asset is increased, however, by the interest from the capital obtained for financing the investment calculated from the day of handing over the fixed asset for use. The initial value is also increased by capitalized interest from the credit or loan on its purchase or producing.

In each case it is necessary to demonstrate a direct relation between the particular cost and the fixed asset produced by the tax-payer. Practice shows that the most frequent mistakes concerning qualification of the cost concern: connection fees, lease fees, fees connected with changing the soil classification and its exclusion from farming, costs of establishing transmission easement, remuneration for advisory services, incorrectly applied exchange rates or interest from loans given by related entities for finalizing the projects.

#### VAT on delivery with assembly by a foreign entrepreneur

The entrepreneur who buys wind turbines and their assembly from a foreign provider (without registered VAT number in Poland) has a duty to tax such a transaction. The place of taxation of such a delivery of goods, which

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. W praktyce należy zawsze zweryfikować, czy dostawca nie zarejestrował się jako podatnik VAT w Polsce. W takim wypadku to dostawca turbiny powinien opodatkować transakcję podatkiem VAT i udokumentować polską fakturą VAT, a nabywca miałby prawo do odliczenia podatku wykazanego na fakturze. W przeciwnym razie obowiązek rozliczenia VAT spoczywa na nabywcy na zasadzie tzw. odwróconego naliczenia (reverse charge).

## 8.4 Zarządzanie ryzykiem podatkowym

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 długim, 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).

are installed or assembled, with a trial launch or without it, by the entity making the delivery or by a party acting on its behalf, is a place where the goods are installed or assembled. In practice one should always verify if the provider is not registered in Poland as a VAT payer. If this is the case, the provider of the turbine should tax the transaction with VAT and document it by a Polish VAT invoice and the buyer would have the right to write off the tax indicated in the invoice. Otherwise the VAT settlement obligation lies on the buyer according to the principle of reverse charge.

## Managing tax risk

Wind projects are usually developed by special purpose vehicles (SPV) whose shares then become the object of trade, e.g. in the process of attracting a strategic investor or selling the project. Such a situation implies many tax issues and risks. One of them is the question of financing individual stages of the investment by debt when in the case of financing by SPV shareholders, the regulations concerning insufficient capitalization and transfer prices are of key importance, whereas foreign investors also look at the aspect of tax residence and tax at source. What is more SPV more frequently uses the services, also intangible (advisory), rendered by entities related to it, which is connected with special obligations in terms of documenting their execution and the transfer prices. It is also advisable to maintain due diligence when defining the conditions of the deal and avoiding services paid partially or unpaid, which create a serious risk for both sides. Due to the responsibility of SPV and its board, and to a certain extent also partners, for historical tax arrears, prior to buying the shares in SPV the investor should carry out the analysis of possible tax risks and the impact on the value of the project (due diligence).

## 9 Projekty offshore

### 9.1 Potencjał produkcyjny

W pierwszej połowie 2014 roku u wybrzeży Europy powstało 224 nowych turbin, które tworzą szesnaście morskich farm wiatrowych o łącznej mocy 781 MW<sup>37</sup>. Jednocześnie 310 kolejnych turbin o łącznej mocy ok. 1200 MW oczekuje na przyłączenie. Na polskich obszarach morskich nie powstał jak dotąd żaden projekt tego typu.

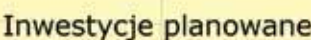
<sup>37</sup> „The European offshore wind industry - key trends and statistics 1<sup>st</sup> half 2014”, EWEA, czerwiec 2014, str. 3 i nast.

## Offshore projects

### Production potential

In the first half of 2014, 224 new turbines were built near the coast of Europe which form sixteen new wind farms with the total capacity of 781 MW<sup>37</sup>. Simultaneously, 310 new turbines with the total capacity of approx. 1,200 MW are waiting for the connection. On the Polish sea areas so far there has been no project of this type.

<sup>37</sup> „The European offshore wind industry – key trends and statistics 1<sup>st</sup> half 2014”, EWEA, June 2014, p. 3 and following.



Polska strefa Morza Bałtyckiego oferuje jedne z najdogodniejszych warunków dla rozwoju energetyki wiatrowej. 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 od ok. 2 000 do ok. 3 600 km<sup>2</sup>, co stanowi ponad 20-36% całego dostępnego obszaru Bałtyku. Odpowiada on teoretycznej mocy rzędu do 35 GW, niemniej ekonomicznie uzasadniona górna granica polskiego potencjału offshore nie przekracza 20 GW<sup>38</sup>. Przy uwzględnieniu dalszych ograniczeń leżących po stronie infrastruktury przesyłowej, odbioru mocy, oraz bilansowania energii i jej magazynowania, do roku 2025 nie należy spodziewać się inwestycji przekraczających łącznie 6 GW. Mapa ilustruje również wydzielone miejsca w wyłącznej strefie ekonomicznej Morza Bałtyckiego, które są optymalne pod lokalizację farm wiatrowych na morzu.

The Polish territory of the Baltic Sea offers one of the most favorable conditions for the development of wind energy. Taking into account the location restrictions (including military restrictions or for the purpose of fishery, environmental protection or waterways), the total potential of the Polish sea territory for the use of wind energy is estimated at approximately from 2,000 to 3,600 km<sup>2</sup> which accounts for 20-36% of the whole available area of the Baltic. It corresponds to the theoretical capacity of up to 35 GW, however, economically justified upper limit of the Polish offshore potential does not exceed 20 GW<sup>38</sup>. Taking into account further restrictions caused by transmission infrastructure, power take-off, as well as balancing energy and its storage, before 2025 investments exceeding the total of 6 GW cannot be expected.

The map also shows the selected areas in the exclusive economic zone of the Baltic Sea which are optimal for the location of offshore wind farms.

<sup>38</sup> G. Wiśniewski (ed.), "Sea wind vs. atom", Institute of Renewable Energy, Warsaw 2011, p. 20.

## 9.2 Otoczenie biznesowo-prawne

Jak dotąd w Polsce nie ma projektów inwestycyjnych offshore w wysokim lub choćby średnim stadium zaawansowania – tylko jeden inwestor zdecydował się zlecić badania środowiskowe. Przyczyną takiego stanu rzeczy jest przede wszystkim brak wystarczających uregulowań prawnych w zakresie realizacji inwestycji i wsparcia tego typu źródła OZE, w powiązaniu z wysoką złożonością i kapitałochłonnością projektów morskich farm wiatrowych. Do momentu uzyskania pozwolenia na budowę niezbędne jest przeprowadzenie szczegółowych badań środowiskowych, uzyskanie decyzji środowiskowej, uzyskanie warunków przyłączenia do sieci, wykonanie badań geotechnicznych oraz przygotowanie projektu budowlanego. Łączny koszt przygotowania projektu dla jednej lokalizacji morskiej do momentu uzyskania pozwolenia na budowę szacuje się na ok. 200-300 mln zł.

Według stanu na 19 września 2014 roku, w zakresie pozwoleń lokalizacyjnych dla morskich farm wiatrowych w polskich obszarach morskich złożono 75 wniosków lokalizacyjnych, wydano 37 pozwoleń (opłacono 9 pozwoleń w łącznej kwocie ponad 104 mln zł<sup>39</sup>), odmówiono wydania 23 pozwoleń. Ponadto obecnie toczy się 1 postępowanie rozstrzygające oraz 1 postępowanie w II instancji<sup>40</sup>.

Polskie Towarzystwo Morskiej Energetyki Wiatrowej szacuje, że do roku 2020 na polskich obszarach morskich zostanie wybudowanych łącznie do 1 GW mocy, do roku 2025 – 5 GW, a do roku 2030 – 10 GW. Ostrożniej potencjał rozwoju morskiej energetyki wiatrowej szacuje PSEW,

## Business and legal environment

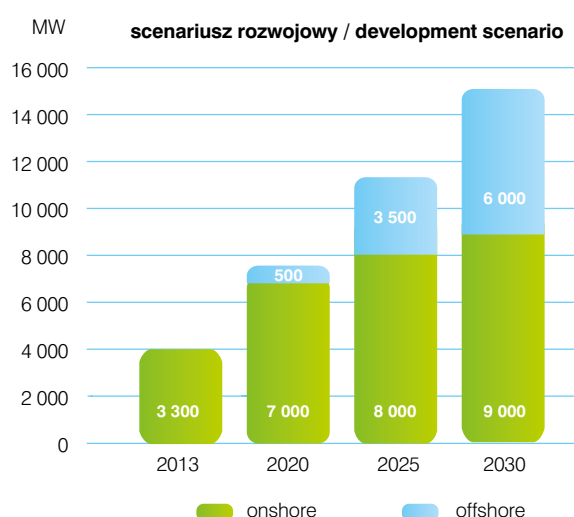
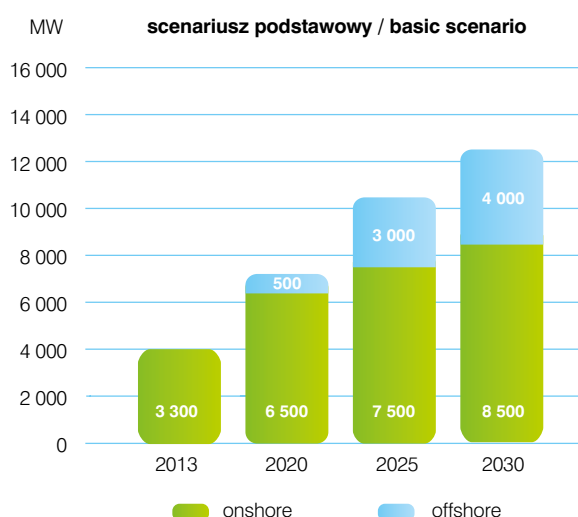
So far Poland does not have any offshore investment projects in the high or at least medium stage of development – only one investor has decided to commission the environmental study. The reason for this situation is, above all, the lack of satisfactory legal regulations for execution of investments and support for this type of RES in connection with the complexity and high capital requirements of offshore wind farms. Before obtaining the building permit, it is necessary to conduct a detailed environmental study to obtain the environmental decision, the conditions for connection to the grid, to carry out geotechnical tests and prepare a building permit design. The total cost of preparing the project for one offshore location before obtaining the building permit is estimated at approximately PLN 200-300 million.

According to the situation on September 19, 2014, in terms of location permits for offshore wind farms on Polish sea territory, there were 75 location applications submitted, 37 permits issued (9 were paid for in the total amount of PLN 104 million<sup>39</sup>), 23 permits were refused. What is more, currently there is 1 case of ongoing settlement proceedings and 1 case in the court of second instance<sup>40</sup>.

The Polish Offshore Wind Energy Association is estimating that until 2020 the total of 1 GW of capacity will appear on the Polish sea territory, until 2025 – 5 GW, and until 2030 – 10 GW. A more cautious approach to the development of the potential of Polish offshore wind energy is presented by PWEA, which assumes in the



Rozwój morskiej i lądowej energetyki wiatrowej w Polsce  
Development of offshore and onshore wind energy in Poland



★\_źródło: PSEW / source: PWEA

<sup>39</sup> [http://kongresmorski.pl/wp-content/uploads/2014/06/kongres\\_morski\\_w\\_cetnarski.pdf](http://kongresmorski.pl/wp-content/uploads/2014/06/kongres_morski_w_cetnarski.pdf).

<sup>40</sup> Na podstawie danych Ministerstwa Infrastruktury i Rozwoju.

<sup>39</sup> [http://kongresmorski.pl/wp-content/uploads/2014/06/kongres\\_morski\\_w\\_cetnarski.pdf](http://kongresmorski.pl/wp-content/uploads/2014/06/kongres_morski_w_cetnarski.pdf).

<sup>40</sup> Based on the data of the Ministry of Infrastructure and Development.



które w scenariuszu podstawowym, zakłada, że do 2020 r. może powstać 0,5 GW mocy na polskim Bałtyku.

### 9.3 Typowe etapy przygotowania i realizacji inwestycji w morską farmę wiatrową

Poniżej prezentujemy typowe etapy<sup>41</sup> realizacji inwestycji offshore. W zależności od przypadku poszczególne etapy mogą się różnić w szczególności kolejnością wykonywania.

- Wybór lokalizacji morskiej farmy wiatrowej, w tym wstępna analiza: uwarunkowań środowiskowych, możliwości przyłączenia.
- Uzyskanie pozwolenia na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich.
- Uzyskanie decyzji o uwarunkowaniach środowiskowych dla morskiej farmy wiatrowej (w tym przygotowanie oceny oddziaływania na środowisko).
- Analiza wietrzności.
- Zawarcie umowy o przyłączenie do sieci.
- Uzyskanie decyzji o uwarunkowaniach środowiskowych dla przyłącza.
- Wybór dostawcy urządzeń elektroenergetycznych.
- Przygotowanie projektu budowlanego i uzyskanie decyzji budowlanych.
- Uzyskanie pozwolenia na układanie i utrzymywanie podmorskich kabli.
- Uzgodnienia pozwolenia na układanie kabli w wyłącznej strefie ekonomicznej.
- Uzyskanie decyzji lokalizacyjnej dla przyłączy naziemnych (uzgodnienie lokalizacji inwestycji celu publicznego).
- Pozwolenie na budowę przyłączy naziemnych.
- Uzyskanie koncesji na wytwarzanie energii z OZE.
- Proces budowy morskiej farmy wiatrowej wraz z przyłączem lądowym.
- Proces uruchamiania morskiej farmy wiatrowej.

### 9.4 Bariery sieciowe

Pełne wykorzystanie zasobów morskiej energetyki wiatrowej w Polsce uzależnione jest w dużej mierze od możliwości wyprowadzenia mocy z morza na ląd, a także stworzenia odpowiednich mechanizmów bilansujących. W tym zakresie rozważane są równolegle dwa rozwiązania<sup>42</sup>.

Pierwsze wiąże się z koniecznością „punktowego” wprowadzenia mocy do systemu przesyłowego, co determinuje konieczność znacznej rozbudowy północnej

presented scenario that until 2020 there may be 0.5 GW of capacity of the Polish Baltic.

### Typical stages of preparing and executing an investment in an offshore wind farm

Below we are presenting the typical stages<sup>41</sup> of executing an offshore investment. Depending on the situation, individual stages may be different, in particular in terms of their order.

- Selecting the location for the offshore wind farm, including preliminary analysis of: environmental conditions, connection possibilities.
- Obtaining a permit for erecting and using artificial islands, construction and equipment in the Polish sea territory.
- Obtaining a decision on environmental conditions for the offshore wind farm (including the preparation of an environmental impact assessment).
- Analysis of wind conditions.
- Concluding a contract for connection to the grid.
- Obtaining a decision on environmental conditions for the connection.
- Selection of equipment supplier.
- Preparing a building permit design and obtaining building decisions.
- Obtaining the permit for laying and maintenance of underwater cables.
- Approval for the permit for laying cables in the exclusive economic zone.
- Obtaining the decision on the location of land connections (approval of the location for the public purpose investment).
- The building permit for the construction of land connections.
- Obtaining the concession for producing energy from RES.
- The process of constructing the offshore wind farm together with the land connection.
- The process of launching the offshore wind farm.

### Grid restrictions

The full use of resources of offshore wind energy in Poland largely depends on the possibilities of taking off the energy from the sea to the land and also on creating appropriate balancing mechanisms. In this respect, two solutions are being considered simultaneously<sup>42</sup>.

The first one is connected with the necessity of the “take-off point” for feeding the power to the transmission system, which determines the need of significant development of the Northern power grid. Due to the

<sup>41</sup> 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.

<sup>42</sup> H. Majchrzak, T. Tarwacki, G. Tomasiak, J. Węgliński, „Nowe wyzwania w planowaniu rozwoju sieci przesyłowej”, Elektroenergetyka nr 1-2 (11-12), 2012.

<sup>41</sup> Based on: M. Stryjecki, K. Mielniczuk, J. Biegaj, “Manual of location and environmental procedures for offshore wind farms on the Polish sea territory”, Warsaw 2011, pp. 22-23.

<sup>42</sup> H. Majchrzak, T. Tarwacki, G. Tomasiak, J. Węgliński, “New challenges in planning the development of the transmission grid”, Elektroenergetyka no. 1-2 (11-12), 2012.

sieci elektroenergetycznej. Z uwagi na ograniczenia środowiskowe lub planowanie przestrzenne obszarów nadmorskich, w niektórych przypadkach, może zająć konieczność budowy specjalnych linii przesyłowych łączących morskie farmy wiatrowe oraz sieć elektroenergetyczną w głębi kraju.

Drugim, częściowo niezależnym, ale mającym wpływ na pierwszy, aspektem związanym z bilansowaniem mocy ze źródeł offshore w układzie międzynarodowym, jest budowa sieci przesyłowych na morzu i połączenie jej z systemami elektroenergetycznymi innych krajów bałtyckich (supergrid). W takim wypadku przebudowa krajowego systemu przesyłowego powinna być odpowiednio inaczej zaprojektowana niż w przypadku „punktowego” wyprowadzania mocy. Stąd tak istotne jest podjęcie kierunkowej decyzji w tej mierze. W zakresie integracji systemów elektroenergetycznych na Bałtyku powstawały już międzynarodowe inicjatywy, jednak do tej pory nie przełożyły się one na wiążące porozumienia zainteresowanych państw.

Wydanie pozwoleń na wnoszenie i wykorzystanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń dla morskich farm wiatrowych wiąże się z koniecznością opracowania projektu planu zagospodarowania przestrzennego obszarów morskich, który m.in. ułatwiłby stworzenie odpowiednich rozwiązań odbiorczo-przesyłowych. Dyrektorzy Urzędów Morskich w Szczecinie, Słupsku i Gdyni pracują obecnie nad stworzeniem jednego spójnego planu.

## 9.5 Wyzwania technologiczne

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 wybudowanej w 2011 r. wyniosła prawie 200 MW (przyrost o 29% w stosunku do 2010 r.), w 2012 r., przeciętna farma wiatrowa miała już 285,6 MW, (przyrost o 43% w porównaniu z 2011 r.), natomiast w roku 2013 już 485 MW (78% więcej niż w roku poprzednim). Widoczne zatem są tendencje do instalowania turbin i realizacji parków o coraz większej mocy. Średnia moc znamionowa instalowanych turbin za 2013 i 2012 rok to 4 MW, czyli o 11% więcej, niż w roku 2011 (3,6 MW). W ostatnim czasie pojawiają się nowe modele turbin offshorowych, o coraz większej mocy, trwają też prace nad gigantami rzędu 15 MW.

W 2013 roku nieznacznie zwiększeniu uległa średnia odległość realizowanych projektów od linii brzegowej, która wyniosła 30 km (29 km w roku 2012), natomiast zmalała średnia głębokość lokalizacji turbin – 20 m. (przy 22 m w roku poprzednim). Wydaje się jednak nieuniknione zwiększanie odległości farm wiatrowych od lądu,

environmental limitations and zoning plans of coastal areas, in some cases it may be necessary to build special transmission lines connecting offshore wind farms with the inland power grid.

The second solution, partially independent, but having influence on the first one, connected with balancing the power from offshore sources in the international setting, is building transmission lines on the sea and connecting them with the power grids of other Baltic countries (the supergrid). In this case rebuilding of the national transmission system should be designed in an appropriately different way than in the case of the “point” take-off of power. Therefore, it is important to take a principal decision in this area. With reference to the integration of power grids in the Baltic, there already have been international initiatives, however, so far they have not brought any binding agreements between interested states.

Issuing the permit for the erection and use of artificial islands, constructions and equipment for offshore wind farms is connected with the necessity to draw up a zoning plan for sea areas, which, among others, would facilitate the development of appropriate take-off and transmission solutions. Directors of Maritime Offices in Szczecin, Słupsk and Gdynia are currently working on creating a consistent plan.

## Technological challenges

Offshore wind farms are a legal, technical and economic challenge of a completely different nature and scale than land-based wind farms. Each offshore project depends on many factors, including the geotechnical characteristics of the sea bed, distance to the land, sea depth, type of the technology used. Offshore wind energy is a relatively young subsector which, however, is evolving rapidly. Firstly it should be noticed that the average size of an offshore wind farm built in 2011 was almost 200 MW (a growth by 29% in relation to 2010), in 2012, an average wind farm already had 285.6 MW (a growth by 43% in relation to 2011 r.), whereas in 2013 it was already 485 MW (78% more than in the previous year). Therefore, there are visible tendencies to install turbines and construct parks with bigger and bigger capacity. The average rated capacity of the installed turbines for 2013 and 2012 is 4 MW, so 11% more than in 2011 (3.6 MW). Recently there sometimes appear new models of offshore turbines with bigger and bigger capacity. There are also works on giant equipment with capacities of 15 MW.

In 2013 there was a slight increase in the average distance of the executed projects from the coast line, which was 30 km (29 km in 2012), whereas the average depth of the turbine location decreased – 20 m (with 22 m in the previous year). However, the increase in the distance of wind farms from the land seems inevitable, which will

którym będą towarzyszyć większe głębokości (tzw. „far deep offshore”), a te wymagają nowych rozwiązań w konstrukcji fundamentów. W tym obszarze trwają intensywne badania m.in. nad fundamentami pływającymi umożliwiającymi instalację siłowni wiatrowych na głębokościach przekraczających 50 m. 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 technologii<sup>43</sup>.

## 9.6 Poziom wsparcia dla morskich farm wiatrowych

Przyszłość sektora morskiej energetyki wiatrowej leży obecnie w rękach zespołu przygotowującego projekt ustawy o OZE, a także przyszłych wykonawców tejże ustawy, m.in. Ministra Gospodarki, od którego rozporządzeń i decyzji bardzo wiele będzie zależeć. W przypadku wprowadzenia nowego systemu wsparcia opartego na modelu aukcyjnym, morską energetykę wiatrową nie rozwinie się do momentu jego modyfikacji lub spadku jednostkowych kosztów generacji do poziomu niewymagającego ponadnormatywnego wsparcia. Niemniej, także pod rządami ustawy o OZE wg obecnych założeń wyobrażalne jest stworzenie odpowiedniego potencjału do realizacji inwestycji offshore, o ile Minister Gospodarki w odpowiedni sposób kształtować będzie przetargi na moce wytwarzane w wysokosprawnych źródłach OZE, tj. tych o produktywności pow. 4000 MWh rocznie. Zakładając, iż kontraktacja produkcji energii z projektów morskich dotyczyć będzie okresu po 2020 r., to związany z tym odsunięciem czasowym dalszy spadek jednostkowych kosztów wytworzenia w turbinach offshore powinien zapewnić im wystarczającą przewagę kosztową w stosunku do innych wysokosprawnych OZE.

Jak przewidują niektórzy uczestnicy rynku, postęp technologiczny pozwoli na obniżenie pod koniec dekady jednostkowego kosztu produkcji energii do poziomu 100 euro/MWh, jednakże kapitałochłonność energetyki offshore wymagać będzie jeszcze przez dłuższy czas podwyższonego poziomu wsparcia. Wartość nakładów inwestycyjnych na 1 MW mocy zainstalowanej w elektrowni morskiej mieści się w przedziale od 3,32 do ponad 4 mln euro (mediana w wysokości 3,64 mln euro/MW)<sup>44</sup>. Dla przykładu, grupa Polenergia szacuje wartość nakładów na dwie inwestycje o łącznej mocy ok. 1,2 GW na 4,81 mld euro. Różnica między

be accompanied by higher depths (the so-called “far deep offshore”), and those require new solutions in the construction of foundations. There is intensive research carried out in this field, e.g. on floating foundations which allow for the installation of wind power plants at the depths exceeding 50 m. However, even today construction elements of offshore wind farms have a much higher share in the total cost of the project than it is in the case of land-based projects. The growing distance to the mainland also causes higher losses connected with the transmission. As an answer to that challenge, it is possible to currently observe a significant technological progress in the production of underwater high voltage cables with the dominating solutions for direct current with the application of latest materials and technologies<sup>43</sup>.

### Level of support for offshore wind farms

The future of the offshore wind energy sector is currently in the hands of the team which is preparing the RES Bill and the future executors of that Act, for example, the Minister of the Economy, whose decisions and resolutions will be of great importance. If the new support scheme based on the auction model is implemented, offshore wind energy will not develop until it has been modified or the unit cost of generating has not dropped to the level which does not require increased support. However, also under the governance of the RES Act according to the current assumptions, it is possible to build an appropriate potential to execute offshore investments, as long as the Minister of the Economy correctly formulates the tenders for capacities produced in highly-efficient RES sources, i.e. those with the productivity of above 4,000 MWh per year. Assuming that contracting the production of energy from offshore projects will concern the period after 2020, the drop related to this delay in the unit cost of production in offshore turbines should guarantee a sufficient cost advantage for them over the other highly-efficient RES. As it is being predicted by some of the market players, the technological progress will allow for lowering the unit cost of production at the end of the decade to 100 euro/MWh, however, the high capital requirements of the offshore energy for a longer period will require an increased level of support. The value of investment outlays for 1 MW of installed capacity of an offshore power plant falls in the range from 3.32 to over 4 million euro (the media is in the amount of 3.64 million euro/MW)<sup>44</sup>. For example, the Polenergia Group is estimating the value of the outlays on two investments with the total capacity of approximately 1.2 GW at EUR 4.81 billion. The difference between the total cost of producing energy and the revenue from the sale of energy at the market price, defined as the

<sup>43</sup> <http://www.frost.com/prod/servlet/press-release.pag?docid=253015417>

<sup>44</sup> Analiza wymaganego poziomu wsparcia dla morskich elektrowni wiatrowych w Polsce w perspektywie do 2025 roku. Aneks do raportu z 16 stycznia 2012 r. uwzględniający zapisy projektu ustawy o OZE z 4 października 2012 r., Fundacja na Rzecz Energetyki Zrównoważonej – Grupa Doradcza SMDI, Warszawa, 12 października 2012 r., str. 39.

<sup>43</sup> <http://www.frost.com/prod/servlet/press-release.pag?docid=253015417>

<sup>44</sup> Analysis of the required support level for offshore wind farms in Poland in the framework until 2025. Appendix to the Report dated January 16, 2012 taking into account the provisions of the RES Act dated October 4, 2012, Foundation for the Development of Sustainable Energy – SMDI Advisory Group, Warsaw, October 12, 2012, p. 39.

całkowitym kosztem wytworzenia energii a przychodami ze sprzedaży energii po cenie rynkowej, określana jako luka przychodowa, powinna zostać pokryta przychodem z systemu wsparcia. Wartość luki przychodowej szacuje się obecnie na 578-615 zł/MWh i zakłada się jej spadek w roku 2025 do około 295-328 zł/MWh<sup>45</sup>.

Przewidziany w aktualnym projekcie ustawy o OZE system wsparcia zawiera nieefektywne zapisy dedykowane morskiej energetyce wiatrowej, z punktu widzenia możliwości jej rozwoju w najbliższych latach. Zależność od przyszłych decyzji organów wykonujących ustawę tworzy znaczne ryzyko inwestycyjne dla przedsiębiorstw. Jeżeli celem ustawodawcy jest włączenie morskiej energetyki wiatrowej do polskiego miksu wytwórczego, należałoby oczekiwać rozwiązań na poziomie ustawowym, tj. wprowadzenie odrębnego koszyka aukcyjnego lub opracowanie odrębnej ustawy dla projektów offshore.

## 10 Prognozy

Według najnowszego raportu EWEA<sup>46</sup> (European Wind Energy Association) pod koniec 2013 roku łączna moc zainstalowana w energetyce wiatrowej w UE wyniosła 117,3 GW, czyli o 10% więcej niż w 2012 r. W Polsce, mimo trudności systemowo-prawnych, rynek rozwija się dynamicznie. Zanotowano wzrost z 2,497 MW w 2012 r. do 3,390 MW w 2013 r., czyli o ponad 35%. Jak podaje URE, na koniec czerwca 2014 r. łączna moc zainstalowana wzrosła o ponad 337 MW osiągając poziom 3,727 MW. Nowe rozwiązania technologiczne rozszerzają sukcesywnie zasięg technicznego potencjału wytwarzania energii z wiatru na obszary o niskich prędkościach wiatru i mniejszej stabilności warunków wietrznych. Z drugiej strony, przestrzenny rozwój energetyki wiatrowej napotyka na szereg ograniczeń z uwagi na występowanie obszarów chronionych (w tym obszarów włączanych do sieci NATURA 2000), terenów graniczących z obszarami chronionymi lub terenami gęsto zaludnionymi. Poza barierami przestrzennymi rozwój podsektora hamują także szczególnie omówione w raporcie, ograniczenia związane z przyłączaniem farm wiatrowych do sieci, brak stabilnych i przewidywalnych regulacji prawnych dotyczących wsparcia i rozwoju energetyki odnawialnej. Krajowy system wytwarzania energii elektrycznej stoi przed poważnym wyzwaniem sprostania zapotrzebowaniu na energię elektryczną. Przy założeniu średniego rocznego wzrostu PKB w wysokości około 3,5% i określonej korelacji między wzrostem gospodarczym a zapotrzebowaniem na energię elektryczną, przyjmuje się poziom zużycia w roku 2020 w wysokości ok. 170 TWh i 217 TWh w roku 2030. W tym okresie zakłada się największy wzrost udziału OZE w produkcji energii

<sup>45</sup> Ibidem, str. 18.

<sup>46</sup> Building a stable future, EWEA Annual report 2013, czerwiec 2014 r., str. 11.

revenue gap, should be covered with the revenue from the support scheme. The value of the revenue gap is currently estimated at PLN 578-615/MWh and it is said that it will drop in 2025 to approximately PLN 295-328/MWh<sup>45</sup>.

The support scheme stipulated in the current draft of the RES Act contains ineffective provisions dedicated to offshore wind energy from the point of view of its development in the coming years. Dependence on the future decisions of authorities executing the Act will create a significant investment risk for companies. If it is the aim of the legislator to include offshore wind energy in the Polish production mix, one should expect solutions at the level of the Act, i.e. the introduction of a separate set of auctions or drawing up a separate Act on offshore projects.

## Forecasts

According to the latest report by EWEA<sup>46</sup> (European Wind Energy Association) at the end of 2013 the total installed capacity of wind energy in the EU was 117.3 GW, i.e. 10% more than in 2012. In Poland, despite the system and legal difficulties, the market is developing dynamically. A growth was noted from 2,497 MW in 2012 to 3,390 MW in 2013, i.e. by over 35%. The Energy Regulatory Office URE states that at the end of June 2014, the total installed capacity grew by over 337 MW, reaching the level of 3,727 MW.

The new technological solutions are successively expanding the range of the technical potential of producing energy from wind to the areas with low wind velocity and lower stability of wind conditions. On the other hand, the geographical development of wind energy is encountering many restrictions due to the existence of protected areas (including areas which are a part of NATURE 2000 network), areas neighborion with protected areas, or highly populated areas. Apart from zoning restrictions, the development of the subsector is slowed down by restrictions also described in the Report related to connections of wind farms to the grid, the lack of stable and predictable legal regulations concerning support and the development of renewable resources. The public system of producing electrical energy is facing a serious challenge of satisfying the demand for electrical energy. With the assumed annual growth of GDP in the amount of approximately 3.5% and a specific correlation between the economic growth and the demand for electrical energy, the consumption level in 2020 is estimated at approx. 170 TWh and 217 TWh in 2030. In this period the largest growth of RES share is estimated

<sup>45</sup> Ibidem, p. 18.

<sup>46</sup> Building a stable future, EWEA Annual Report 2013, June 2014, p. 11.



elektrycznej netto. Według prognoz Krajowej Agencji Poszanowania Energii S.A. przewiduje się znaczny wzrost znaczenia OZE w strukturze krajowego zapotrzebowania na energię pierwotną (z 7% w roku 2010 do 16% w roku 2050).

Krajowy Plan Działania zakłada, że Polska powinna osiągnąć udział energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii w bilansie zużycia energii ogółem na poziomie 11,13% w 2013 r., 12,19% w 2014 r. oraz 13% w 2015 r.<sup>47</sup> Minister Gospodarki wydał niedawno nowe rozporządzenie<sup>48</sup>, w którym podniósł obowiązek przedstawienia do umorzenia zielonych certyfikatów do 13% w roku 2014 oraz założył jego wzrost o 1 p.p. rocznie, aż do poziomu 20% w roku 2021. Jednocześnie wprowadzono parametry techniczne doprecyzowujące zasady kwalifikowania energii jako pochodzącej ze źródeł odnawialnych. Jest to zagadnienie istotne w szczególności w kontekście kwalifikacji współpalania biomasy i ograniczenia istniejącego nawisu (nadwyżki podaży nad popytem) zielonych certyfikatów, którą szacuje się obecnie na ok. 10 TWh. Bez skutecznych uregulowań w ostatecznym brzmieniu ustawy o OZE adresujących w odpowiedni sposób konieczność ograniczenia podaży świadectw z biomasy współpalanej, rynek zielonych certyfikatów – mimo 15-letniej gwarancji wsparcia – może w dalszym ciągu doświadczać załamań cenowych. Zdaniem ekspertów z branży energetyki wiatrowej, przewidziany w projekcie ustawy o OZE brak możliwości spełnienia obowiązku umorzenia certyfikatów poprzez wniesienie opłaty zastępczej, w przypadku, gdy cena certyfikatów spada poniżej 75% opłaty zastępczej, nie przyczyni się do ustabilizowania sytuacji, ponieważ już od dwóch lat wnoszenie opłaty zastępczej realizowane jest na minimalnym poziomie. Poza tym trzeba przyjąć, że sam fakt równoległego współistnienia dwóch mechanizmów wsparcia przewidzianych w projekcie ustawy o OZE, stworzy istotny czynnik destabilizujący rynek zielonych certyfikatów, ponieważ w zależności od decyzji organów zarządzających aukcjami dochodzić będzie do większej lub mniejszej migracji producentów z systemu certyfikатовego do aukcyjnego. Nie bez znaczenia dla przyszłych cen certyfikatów pozostanie też zmiana struktury własnościowej polskiego portfela OZE. W średnim i długim okresie należy oczekiwać sukcesywnego wzrostu udziału w rynku polskich państwowych firm energetycznych, które z jednej strony mogą stosować własne, odmienne od firm prywatnych, strategie migracji do modelu aukcyjnego, a także w większym stopniu poddawać obrót certyfikatami ustaleniom bilateralnym, czyli pozagiełdowym. Wszystko to przemawia za koniecznością lepszego unormowania

in the net production of electrical energy. The forecast of the Polish National Energy Conservation Agency (KAPE S.A.) suggests a significant growth of the importance of RES in the structure of the national demand for primary energy (from 7% in 2010 to 16% in 2050).

The National Action Plan assumes that Poland should reach the share of electrical energy from renewable energy sources in the total balance of energy consumption at the level of 11.13% in 2013, 12.19% in 2014 and 13% in 2015<sup>47</sup>. The Minister of the Economy has recently issued new regulation<sup>48</sup>, in which he increased the obligation of presenting green certificates for cancellation to 13% in 2014 and assumed its growth by 1 p.p. annually, to the level of 20% in 2021. At the same time technical parameters were implemented which specify the rules of qualifying energy as originating from renewable sources. It is an important issue especially in the context of qualifying biomass co-combustion and limiting the existing surplus (surplus of the supply over the demand) of green certificates, which is currently estimated at approx. 10 TWh. Without effective regulations in the final shape of the RES Act appropriately addressing the need to limit the supply of certificates for co-combusted biomass, the market of green certificates – despite the 15-year guarantee of support – may still experience price breakdowns. According to the experts of the wind energy sector, the lack of possibility of fulfilling the obligation to cancel the certificates, provided for in the RES Bill, by paying the compensation fee in the case when the price of certificates falls below 75% of the compensation fee, will not help to stabilize the situation because for the last two years the payment of compensation fee has been achieved at the minimum level. Apart from that, it must be assumed that the very fact of simultaneous coexistence of two support mechanisms assumed in the RES Bill will create an important factor destabilizing the market of green certificates because, depending on the decision of the authorities managing the auctions, there will be cases of higher or lower migration of producers from the certificate to the auction system. Also important for the future prices of certificates will be the change in the structure of the ownership of Polish RES portfolio. In the medium and long term one may expect successive growth of the market share of Polish state-owned power companies, which on the one hand can use their own strategies of migration to the auction system, different from private companies, and also to a larger extent subject the trade of certificates to bilateral arrangements, i.e. made outside the power exchange. All this speaks

<sup>47</sup> Raport określający w zakresie udziału energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, w krajowym zużyciu energii elektrycznej na lata 2010-2019, Ministerstwo Gospodarki, kwiecień 2011 r., str. 3-4.

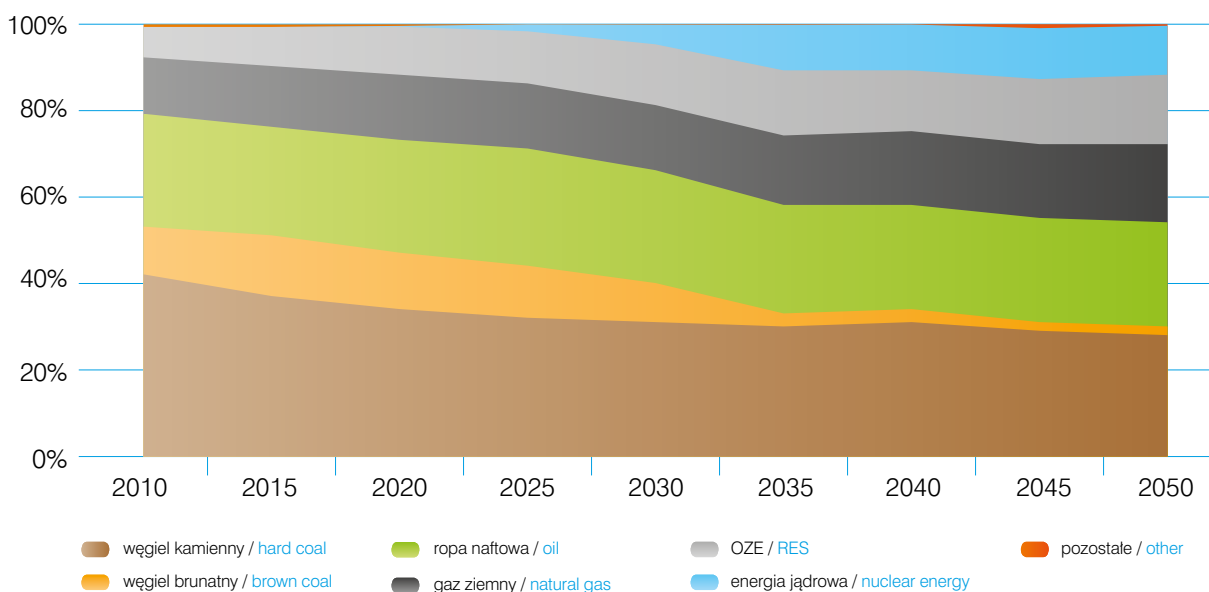
<sup>48</sup> Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 5 maja 2014 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii (Dz.U. 2014 poz. 671).

<sup>47</sup> Report defining the share of electrical energy produced in renewable energy sources located on the territory of the Republic of Poland in the domestic consumption of electrical energy for 2010-2019, the Ministry of the Economy, April 2011, pp. 3-4.

<sup>48</sup> Regulation of the Minister of the Economy dated May 5, 2014, amending the decision on the detailed scope of obligations to obtain and present certificates of origin for cancellation, the payment of compensation fee, the purchase of electrical energy and heat produced in renewable energy sources (Journal of Laws of 2014, Item 671).



## Struktura krajowego zapotrzebowania na energię pierwotną / Structure of the national demand for primary energy



\* źródło: na podstawie symulacji KAPE S.A. za pomocą modelu POESSIA, WISE Institute  
source: based on simulation of KAPE S.A. using the POESSIA model, WISE Institute

sposobu, w jaki zgodnie z nową ustawą ma funkcjonować w przyszłości system certyfikacyjny, a także okresu przejściowego dotyczącego funkcjonowania obu systemów. Według prognoz PSEW w 2020 roku moc zainstalowana energetyki wiatrowej w Polsce wyniesie 7–7,5 tys. MW, a w 2030 roku sięgnie 12,5–15 MW – przy założeniu sprawnego wprowadzenia nowego systemu wsparcia w zakładanym przez projektodawców terminie oraz dostosowania odpowiednich regulacji dotyczących okresu przejściowego.

for better standardization of the way in which, according to the new Act, the certificate system will function in the future, as well as the transition system concerning the functioning of the two models.

According to PWEA forecasts in 2020, the installed capacity of wind energy in Poland will amount to 7–7.5 thousand MW, and in 2030 it will reach 12.5–15 MW – with the assumption of the efficient implementation of the new support scheme within the time planned by the legislators and adjusting appropriate regulations concerning the transition period.



## Współautorzy / Co-authors:



Wojciech  
Sztuba  
Partner



Krzysztof  
Horodko  
Partner



Mikołaj  
Ratajczak  
Senior Manager



Krzysztof  
Kajetanowicz  
Manager



Marcin  
Palusiński  
Senior Consultant



Beata  
Czarnecka  
Consultant

**TPA Horwath** to wiodąca międzynarodowa grupa konsultingowa świadcząca kompleksowe usługi doradztwa biznesowego. Zatrudniamy ponad 1.000 ekspertów działających w spółkach partnerskich w 11 państwach Europy Środkowo-Wschodniej: w Albanii, Austrii, Bułgarii, Chorwacji, Czechach, Serbii, Słowacji, Słowenii, Polsce, Rumunii i na Węgrzech. Nasze usługi obejmują doradztwo podatkowe, księgowość, audyt i doradztwo biznesowe. TPA Horwath jest członkiem Crowe Horwath International – jednego z największych na świecie stowarzyszeń firm doradczych i audytorskich.

TPA Horwath Polska zatrudnia ponad 150 ekspertów w Warszawie, Poznaniu oraz Katowicach i należy do grona największych firm doradczych w Polsce. Zapewniamy międzynarodowym koncernom oraz dużym przedsiębiorstwom krajowym efektywne rozwiązania biznesowe z zakresu strategicznego doradztwa podatkowego, doradztwa transakcyjnego i corporate finance, audytu finansowego, outsourcingu księgowego i administracji płacowej, a także doradztwa personalnego. TPA Horwath to także wyspecjalizowane branżowo, interdyscyplinarne zespoły eksperckie dedykowane zwłaszcza sektorom energetyki oraz nieruchomości i budownictwa.

**TPA Horwath** is a leading international consulting group rendering comprehensive business advisory services. We have over 1,000 experts working in our partner companies in 11 CEE countries: Albania, Albania, Bulgaria, Croatia, Czech Republic, Serbia, Slovakia, Slovenia, Poland, Romania and Hungary. Our services include tax advisory, accounting, auditing and advisory. TPA Horwath is a member of Crowe Horwath International – one of the greatest consulting and auditing networks in the world.

TPA Horwath in Poland employs over 150 experts in Warsaw, Poznan and Katowice and belongs to leading consulting firms in the country. We provide international investors and large domestic companies with effective business solutions in the field of strategic tax advisory, transaction advisory and corporate finance, financial audit, accounting outsourcing and payroll administration services, as well as HR advisory services. TPA Horwath is also a sector specific, interdisciplinary team of experts, dedicated in particular to energy, real estate and construction sectors.

## 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. W lipcu 2013 roku kancelaria BSJP wstąpiła do międzynarodowej sieci RSP International. 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 since 2001 has been providing legal advisory services to both Polish and foreign business entities. In July 2013, BSJP joined the international network RSP International. BSJP Brockhuis Jurczak Prusak is present in six locations of key economic importance across Poland: Warsaw, Gdansk, Szczecin, Katowice, Poznan and Wrocław. 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

Kierownik Wydziału Informacji  
Head of the Economic Information Division

**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.

DZIENNIK  
GAZETA PRAWNA



GRUPA PTWP SA

Patronat medialny / Media patronage:

„Dziennik Gazeta Prawna” to największy polski dziennik prawno-gospodarczy, informujący o najważniejszych wydarzeniach i zjawiskach w gospodarce krajowej i zagranicznej, najnowszych zmianach w prawie, podatkach i finansach. „Dziennik Gazeta Prawna” składa się z dwóch grzbietów: białego – o tematyce gospodarczej krajowej i zagranicznej oraz żółtego – o tematyce prawno-podatkowej. W piątki ukazuje się magazynowe wydanie DGP, w którym treści newsowe ustępują miejsca tematyce bliskiej tygodnikom opinii: społecznej, biznesowej, kulturalnej oraz poświęconej nowościom technologicznym. W ciągu tygodnia od poniedziałku do piątku ukazują się stałe dodatki specjalistyczne – w wersji dla prenumeratorów: „Księgowość i Podatki”, „Rachunkowość i Audyt”, „Firma i Prawo”, „Moja Firma”, „Samorząd i administracja”, „Prawnik”, „Kadry i Płace”, „Ubezpieczenia i Świadczenia”, a w wersji kioskowej „Prawo na co dzień” oraz „KTV” (Kultura i program telewizyjny). Wydawcą „Dziennika Gazety Prawnej” jest spółka INFOR Biznes, należąca do Grupy INFOR PL oraz Ringier Axel Springer Polska.

„Dziennik Gazeta Prawna” is an opinion-forming Polish legal and economic daily newspaper devoted to the latest events and trends in the Polish and international economy, changes in the legal system, taxes and finances. „Dziennik Gazeta Prawna” is composed of two sections - the white one is on the domestic and international economy and the yellow one is on law and taxation matters. On Fridays „Dziennik Gazeta Prawna” is published in a magazine format where the news topics give way to longer, more in-depth articles about topics like the society, business, culture and technological innovations - similar to other weekly magazines. During the week, from Monday to Friday there are regular supplements to the newspaper – the subscribers are offered: "Accounting & Taxes", "Bookkeeping & Audit", "Firm & Law", "My Company", "Local Government & Administration", "The Lawyer", "Personnel & Wages", "Insurance & Benefits", while "Everyday Law" and "Culture & TV Guide" are generally available at newsstands. "Dziennik Gazeta Prawna" is published by INFOR Biznes, which is a part of INFOR PL Group and Ringier Axel Springer Polska

**Grupa PTWP** specjalizuje się w tworzeniu zintegrowanych rozwiązań w obszarze komunikacji biznesowej obejmujących wydawanie magazynów prasowych i specjalistycznych publikacji, budowę i zarządzanie portalami internetowymi, a także organizację kongresów, konferencji, seminariów i wydarzeń specjalnych oraz szkoleń. Firma jest wydawcą takich tytułów, jak: Miesięcznik „Nowy Przemysł”, Miesięcznik „Rynek Zdrowia”, Miesięcznik „Farmer” i magazyn „Rynek Spożywczy”, a także wielu branżowych czasopism dotyczących architektury, budownictwa i wyposażenia wnętrz. Grupa PTWP prowadzi również specjalistyczne serwisy on-line, w tym wnp.pl, rynekzdrowia.pl, portalspozywczy.pl, dlahandlu.pl, rynekaptek.pl, propertynews.pl, portalsamorzadowy.pl i farmer.pl, a także organizuje spotkania biznesowe, konferencje i szkolenia, z których najbardziej znanym jest Europejski Kongres Gospodarczy (EEC), jedna z najbardziej prestiżowych imprez, które odbywają się w tej części Europy.

**PTWP Group** solutions in the business area of communication, comprised of: publishing press magazines and specialist publications, creation and management of online services, and organization of congresses, conferences, seminars and special events, as well as training courses. The company is the publisher of the following titles: "Nowy Przemysł" Monthly, "Rynek Zdrowia" Monthly, "Farmer" Monthly and "Rynek Spożywczy" Magazine, as well as many consumer-oriented and industry-specific magazines concerning the fields of architecture, construction and interior design. PTWP Group also offers specialist online business services, including wnp.pl, rynekzdrowia.pl, portalspozywczy.pl, dlahandlu.pl, rynekaptek.pl, propertynews.pl, portalsamorzadowy.pl and farmer.pl, as well as organizes business meetings, conferences and training courses, among which the most prominent one is the European Economic Congress (EEC), one of the most prestigious events that takes place in this part of Europe.



---

Patronat wydania / [Edition partner](#):

**Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej** jest organizacją pozarządową, która działa od 1999 roku, wspierając i promując rozwój energetyki wiatrowej. Stowarzyszenie skupia czołowe firmy działające na rynku energetyki wiatrowej w Polsce: inwestorów, deweloperów, producentów turbin i podzespołów do elektrowni, zarówno z Polski, jak i z zagranicy. Jest członkiem The European Wind Energy Association (EWEA) oraz Global Wind Energy Council (GWEC). Główne obszary działań PSEW obejmują: aktywny udział w konsultacjach aktów prawnych (ustaw, rozporządzeń), strategii, polityk i programów sektorowych, a także podejmowanie działań na rzecz wprowadzenia nowych rozwiązań prawnych sprzyjających rozwojowi energetyki wiatrowej w Polsce; ścisłą współpracę z ministerstwami związanymi bezpośrednio lub pośrednio z energetyką i odnawialnymi źródłami energii; współpracę z Dyrekcją Generalną Komisji Europejskiej ds. Energii i Transportu, Dyrekcją Generalną ds. Środowiska, Dyrekcją Generalną ds. Nauki i Badań; współpracę z eurodeputowanymi oraz parlamentarzystami z sejmowych i senackich komisji, a także szerzenie wiedzy o energetyce wiatrowej oraz organizację i udział w wydarzeniach skupiających przedstawicieli branży z kraju i zagranicy.

**The Polish Wind Energy Association (PWEA)** is a non-governmental organisation established in 1999, supporting and promoting the development of wind energy. PWEA is an association of the leading companies active on the wind energy market in Poland: investors, developers, turbine and component manufacturers, both from Poland and abroad. PWEA is a member of The European Wind Energy Association (EWEA) oraz Global Wind Energy Council (GWEC). Main fields of activities cover the active participation in consultations of legislative regulations (acts, regulations), strategies, policies and sectoral programmes and taking action to implement new legal regulations fostering wind energy development in Poland; the strict cooperation with the ministries directly or indirectly related to energy and renewable energy sources as well as cooperation with the European Commission's Directorate-General Energy and Transport, Directorate-General for the Environment and Directorate General for Research and Innovation, European Parliament MPs and MPs from the Sejm's and Senate's Committees. PWEA also promotes wind energy and knowledge about the technology and organizes and also participates in events attracting national and foreign representatives of the industry.



# Energetyka wiatrowa w Polsce

## Wind energy in Poland



tel. +48 22 440 02 00  
e-mail: [wojciech.sztuba@tpa-horwath.pl](mailto:wojciech.sztuba@tpa-horwath.pl)  
[www.tpa-horwath.pl](http://www.tpa-horwath.pl)



tel. +48 58 340 43 85  
e-mail: [maciej.prusak@bsjp.pl](mailto:maciej.prusak@bsjp.pl)  
[www.bsjp.pl](http://www.bsjp.pl)