



WYDANIE / EDITION 7

2015/2016

Energetyka wiatrowa w Polsce

Wind energy in Poland

PATRON WYDANIA



PATRONI MEDIALNI



Drodzy Czytelnicy!

Dear Readers!

Przed Wami już siódme wydanie raportu „Energetyka wiatrowa w Polsce”, opracowane we współpracy z PALiZ oraz kancelarią BSJP. Sektor OZE podlega tak znacznym i ciągłym przeobrażeniom, że nasze raporty o stanie rynku, perspektywach i ograniczeniach jego rozwoju, w niewielkim stopniu powtarzają informacje sprzed roku. Tak jest i tym razem. Doczekaliśmy się w końcu ustawy o OZE, regulacji wygaszającej stary system wsparcia oparty na zielonych certyfikatach i zastępującej go modelem aukcyjnym. Dochodzi do fundamentalnej zmiany filozofii finansowania dalszej rozbudowy portfela OZE, z początkowo dość hojnego, ale niestabilnego systemu certyfikatów, na formułę tańszą i oferującą niższe, ale za to bardziej przewidywalne wsparcie.

Z samą ustawą jest kilka problemów, o których szczegółowo piszemy w raporcie. Jednym z nich jest ten, że tworzy ona jedynie ramy formalne do organizacji przetargów. Krytyczne parametry poszczególnych aukcji pozostają jednak w gestii premiera lub ministra gospodarki. To od nich zależeć będzie, czy przetargi w kolejnych latach pozwolą na zbudowanie kilku tysięcy, kilkuset, czy tylko kilkudziesięciu MW nowych mocy. A także, czy możliwa okaże się migracja producentów z systemu certyfikатовego do kontraktów różnicowych. Parametry pierwszej aukcji w 2016 roku są już w większości znane i przypuszczalnie – mimo roku wyborczego – nie ulegną już zmianie. W koszyku instalacji powyżej 1 MW zainstalowanej mocy i sprawności przekraczającej 4 000 FLE rocznie znajdzie się miejsce na nie więcej niż 600-700 MW nowych mocy, czyli wybudowanych zostanie najwyżej 25-30% łącznej mocy projektów spełniających warunki udziału w aukcji. Oznacza to brutalną selekcję wśród dużych projektów. Za to w koszyku źródeł małych (do 1 MW) miejsca jest aż nadto. 150-200 MW mocy w takich instalacjach, których wybudowanie umożliwi pierwsza aukcja, prawdopodobnie nie zostanie wyczerpane na pierwszym przetargu. Stwarza to dość wyjątkową możliwość konkurowania w tym koszyku projektom PV oraz innym OZE, ponieważ najbardziej konkurencyjnych projektów wiatrowych pod progiem 1 MW jest na rynku bardzo niewiele.

Z nową ustawą o OZE i aktami wykonawczymi dotyczącymi pierwszej aukcji wchodzimy w nowy etap rozwoju sektora odnawialnego. Sporo już o nim wiemy, oprócz najważniejszego: czy sektor OZE będzie wzrastał, czy też na skutek zbyt restrykcyjnych parametrów aukcji, underbiddingu lub powyborczych decyzji politycznych jego rozwój zostanie ograniczony bądź wręcz wstrzymany. Stabilność rozwiązań regulacyjnych nigdy nie była naszą mocną stroną i raczej nieprędko się to zmieni. Przed nami kilka lat przygody z modelem aukcyjnym i należy zakładać, że każda kolejna aukcja kreować będzie – w sposób niezależny od pozostałych – własne impulsy rozwojowe lub hamujące dla branży.

Życzę Państwu miłej lektury.

You are holding the seventh edition of the “Wind energy in Poland” report prepared together with the Polish Information and Foreign Investment Agency and BSJP law firm. The RES sector is undergoing such significant and continuous transformations that our reports on the market conditions, perspectives and its development limitations hardly have a chance to repeat the information from the previous year. This has also been the case this year. We finally have the RES Act, the law which terminates the old support scheme based on green certificates and replaces it with the auction model. We are observing a fundamental change in financing further development of RES portfolio, from the quite generous yet unstable system of certificates to a cheaper solution which offers lower but more predictable support.

The very Act poses several problems discussed in more depth throughout the report. One of them is that it offers merely the formal framework for the organization of tenders. Critical parameters of individual auctions remain, however, in the hands of the Prime Minister or the Minister of the Economy. They will determine if the tenders in subsequent years will allow for building several thousand, several hundred or just a few dozen MW of new capacities. They will also decide about the possibility of migration of producers from the certificate system to the contracts for differences. The parameters of the first auction in 2016 are mostly known and probably – despite the election year – they will remain unaltered. The basket of installations exceeding 1 MW of installed capacity and efficiency above 4,000 FLE annually will hold not more than 600-700 MW of new capacities, which means that maximum 25-30% of the total capacity of projects meeting the auction criteria will be built. This in turn translates into brutal selection among large projects. On the other hand, the basket of small sources (up to 1 MW) has more than enough space. 150-200 MW of capacity in such installations, whose construction will be enabled by the first auction, probably will not be used in the first tender. This opens quite a specific competition opportunity within this basket for PV projects and other RES since there are very few competitive wind projects on the market below the threshold of 1 MW.

The new RES Act and implementing legislation concerning the first auction open the new phase of development of the renewables sector. We know it quite well already except for the most important issue: will the RES sector grow or will its development be limited, or halted, due to too restrictive auction parameters, underbidding or post-election political decisions. The stability of regulatory solutions has never been our strong side and it is unlikely to change soon. We are facing several adventurous years in the auction model and we must assume that each next auction will create – independently of the others – its own developmental or inhibitory impulses for the sector.

Enjoy the reading.



Wojciech Sztuba

Partner zarządzający
Managing Partner
TPA Horwath Poland

Spis treści

1

Energetyka wiatrowa w Polsce, Europie i na świecie 3

1. Wstęp	4
2. Konkurencyjność Polski na arenie międzynarodowej	4
3. Polska, Europa, świat	5
3.1. Polska	5
3.2. Europa	8
3.3. Świat	11
4. Światowa energetyka morską	12

2

Uwarunkowania prawne 14

1. Ramy prawne rozwoju OZE	15
1.1. Ustawa OZE	15
1.2. Ogólne zasady wsparcia w systemie aukcyjnym	15
1.3. System świadectw pochodzenia w Ustawie OZE	17
1.4. Wsparcie dla instalacji uruchomionych po 2016 roku	18
1.5. Mikroinstalacje	24
1.6. Instalacje OZE realizowane etapowo	24
1.7. Etap projektowy realizacji elektrowni wiatrowych	25
2. Tytuł prawny do nieruchomości pod lokalizację farmy wiatrowej	26
2.1. Prawo własności	26
2.2. Umowa dzierżawy	26
2.3. Leasing	28
2.4. Użytkowanie	28
2.5. Służebność przesyłu	29
2.6. Nieruchomości o szczególnym statusie	30
3. Planowanie i zagospodarowanie przestrzenne	31
3.1. Miejskowy Plan Zagospodarowania Przestrzennego	31
3.2. Decyzja o warunkach zabudowy	33
3.3. Decyzja o lokalizacji inwestycji celu publicznego	35
3.4. Wpływ Ustawy Krajobrazowej na rozwój energetyki	37
3.5. Lokalizacja farm wiatrowych na morzu	37
4. Ochrona środowiska	38
4.1. Strategiczna ocena oddziaływania na środowisko	38
4.2. Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach zgody na realizację przedsięwzięcia (DŚU)	39
4.3. Ocena oddziaływania na środowisko farmy wiatrowej	40
5. Prawo budowlane	42
5.1. Pozwolenie na budowę	42
5.2. Zgłoszenie robót budowlanych	44
5.3. Przystąpienie do użytkowania	44
6. Przyłączenie do sieci	45
6.1. Warunki techniczne i ekonomiczne przyłączenia	45
6.2. Umowa o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej	47
6.3. Bilansowanie Krajowego Systemu Energetycznego	47
7. Koncesja na wytwarzanie energii OZE	48
7.1. Koncesja	48
7.2. Promesa koncesji	48
8. Rozruch technologiczny	49

3

Pomoc publiczna dla energetyki wiatrowej; perspektywa 2014–2020 50

1. Wsparcie publiczne dla energetyki wiatrowej	51
1.1. Finansowanie w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko	52
1.2. Finansowanie w ramach 16 Regionalnych Programów Operacyjnych	53
1.3. Finansowanie w ramach Programu Operacyjnego Inteligentny Rozwój	54
1.4. Finansowanie w ramach programu BOCIAN i Prosumenci	55
1.5. Horizon 2020 – research and innovation programme	55

Table of contents

Wind energy in Poland, Europe and worldwide 3

1. Introduction	4
2. Competitiveness of Poland on the international scene	4
3. Poland, Europe, World	5
3.1. Poland	5
3.2. Europe	8
3.3. World	11
4. World offshore energy sector	12

Legal conditions 14

1. Legal framework of RES development	15
1.1. The RES Act	15
1.2. General rules of support in the auction system	15
1.3. System of certificates of origin in the RES Act	17
1.4. Support for installations launched after 2016	18
1.5. Micro-installations	24
1.6. RES installations executed in stages	24
1.7. Design stage of the execution of wind power plants	25
2. Legal title to the real estate for the location of the wind farm	26
2.1. Ownership right	26
2.2. Lease contract	26
2.3. Leasing contract	28
2.4. Usufruct	28
2.5. Transmission easement	29
2.6. Real estate with a special status	30
3. Zoning plans and land development	31
3.1. Local Zoning Plan	31
3.2. Zoning decision	33
3.3. Decision on the location of public purpose investments	35
3.4. Impact of the Landscape Act on the development of the energy sector	37
3.5. Location of offshore wind farms	37
4. Environmental protection	38
4.1. Strategic assessment of environmental impact	38
4.2. Decision on environmental conditions of the permission for realization of the project (DŚU)	39
4.3. Environmental impact assessment of the wind farm	40
5. Construction law	42
5.1. Building permit	42
5.2. Notification of construction works	44
5.3. Commencement of occupancy	44
6. Connection to the grid	45
6.1. Technical and economic conditions of the connection	45
6.2. Contract for connection to the power grid	47
6.3. Balancing the Polish Power System	47
7. Concession for producing RES energy	48
7.1. Concession	48
7.2. Promise of the concession	48
8. Technological start-up	49

Public support for the wind energy sector; framework for 2014–2020 50

1. Public support for the wind energy sector	51
1.1. Financing within the Operational Programme Infrastructure and Environment	52
1.2. Financing within 16 Regional Operational Programmes	53
1.3. Financing within the Operational Programme Intelligent Development	54
1.4. Financing within BOCIAN and Prosumer programmes	55
1.5. Horizon 2020 – research and innovation programme	55

Ograniczenia i perspektywy biznesowe	57
1. Bariery inwestycyjne – Polska na tle UE	58
1.1. Niepewność regulacyjna	58
1.2. Bariery administracyjne	59
1.3. Rynek energii wiatrowej	61
1.4. Finansowanie projektów	62
1.5. Banki komercyjne	62
1.6. Międzynarodowe instytucje finansowe	65
2. Elementy procesu inwestycyjnego	65
2.1. Etapy przygotowania i realizacji inwestycji	67
2.2. Kto zdąży skorzystać z zielonych certyfikatów?	69
2.3. Przygotowanie farmy wiatrowej do sprzedaży / ocena ryzyk w procesie kupna	70
2.3.1. Perspektywa zbywcy	71
2.3.2. Perspektywa nabywcy	73
3. Lokalizacja inwestycji	73
3.1. Gdzie warto inwestować?	73
3.2. Odległość farm wiatrowych od zabudowań mieszkalnych	74
3.2.1. Emisja hałasu	74
3.2.2. Protesty społeczne	75
4. System wsparcia	76
4.1. Obecny system wsparcia – podsumowanie funkcjonowania	76
4.2. Aukcyjny model wsparcia	79
4.2.1. Założenia modelu	79
4.2.2. Nowe typy ryzyka	82
5. Rentowność projektów wiatrowych	84
5.1. Charakterystyka inwestycji w energetykę wiatrową	84
5.2. Nakłady inwestycyjne	86
5.3. Przychody	88
5.4. Koszty operacyjne	90
5.5. Analiza opłacalności inwestycji	91
6. Przyłączanie farm wiatrowych do sieci	94
6.1. Stan techniczny Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE)	94
6.1.1. Zmiany w zakresie modernizacji i rozbudowy sieci	94
6.1.2. Brak skutecznego mechanizmu wymuszającego realizację inwestycji	99
6.2. Trudności związane z przyłączeniem OZE do sieci	99
6.2.1. Odmowy przyłączenia do sieci	99
6.2.2. Warunki przyłączenia bez gwarancji wyprowadzenia mocy	100
6.2.3. Koszty przyłączenia OZE	100
6.2.4. Wirtualne umowy versus harmonogramy przyłączeniowe	101
6.2.5. Nowy mechanizm ograniczający wirtualne umowy	102
7. Ochrona środowiska	102
7.1. Decyzja o uwarunkowaniach środowiskowych (DŚU)	102
7.2. Etapy postępowania w sprawie wydania DŚU	104
7.3. Obszary chronione	105
8. Wybrane kwestie podatkowe	105
8.1. Podatek od nieruchomości	105
8.1.1. Przedmiot opodatkowania	105
8.1.2. Morskie farmy wiatrowe	107
8.2. Amortyzacja elektrowni wiatrowych	107
8.2.1. Stawka	107
8.2.2. Ustalenie wartości początkowej	108
8.3. VAT przy dostawie z montażem od zagranicznego przedsiębiorcy	108
8.4. Zarządzanie ryzykiem podatkowym	109
9. Projekty offshore	110
9.1. Potencjał produkcyjny	110
9.2. Otoczenie biznesowo-prawne	110
9.3. Typowe etapy przygotowania i realizacji inwestycji w morską farmę wiatrową	112
9.4. Wyprowadzenie mocy	113
9.5. Wyzwania technologiczne	114
9.6. Poziom wsparcia dla morskich farm wiatrowych	115
10. Prognozy – sektor wiatrowy ogółem	116

Business limitations and perspectives	57
1. Investment barriers – Poland vs. the EU	58
1.1. Regulatory uncertainty	58
1.2. Administrative barriers	59
1.3. Wind energy market	61
1.4. Financing projects	62
1.5. Commercial banks	62
1.6. International finance institutions	65
2. Elements of the investment process	65
2.1. Stages of preparing and executing the investment	67
2.2. Who will be on time to use the green certificates?	69
2.3. Preparing a wind farm for sale / risk assessment in the purchase process	70
2.3.1. Vendor's perspective	71
2.3.2. Buyer's perspective	73
3. Location of the investment	73
3.1. Where is it worth investing?	73
3.2. Distance of wind farms from residential buildings	74
3.2.1. Noise emissions	74
3.2.2. Social protests	75
4. Support scheme	76
4.1. Current support scheme – summary of functioning	76
4.2. Auction model	79
4.2.1. Assumptions of the model	79
4.2.2. New types of risk	82
5. Profitability of wind projects	84
5.1. Characteristics of investments in wind energy	84
5.2. Investment outlays	86
5.3. Revenue	88
5.4. Operational costs	90
5.5. Investment profitability analysis	91
6. Connection of wind farms to the grid	94
6.1. Technical condition of the Polish Power System [Krajowy System Elektroenergetyczny] (PPS)	94
6.1.1. Changes in modernization and development of the grid	94
6.1.2. Lack of an efficient mechanism enforcing the execution of the investment	99
6.2. Difficulties with connecting RES to the grid	99
6.2.1. Refusals to connect to the grid	99
6.2.2. Conditions of connections without the guarantee of power take-off	100
6.2.3. RES connection costs	100
6.2.4. Virtual contracts vs. connection schedules	101
6.2.5. New mechanism which limits virtual contracts	102
7. Environmental protection	102
7.1. Decision on environmental conditions (DŚU)	102
7.2. Stages of DŚU decision process	104
7.3. Protected areas	105
8. Selected tax issues	105
8.1. Property tax	105
8.1.1. Subject of taxation	105
8.1.2. Offshore wind farms	107
8.2. Depreciation of wind power plants	107
8.2.1. Rate	107
8.2.2. Defining the initial value	108
8.3. VAT on delivery with assembly by a foreign entrepreneur	108
8.4. Managing tax risk	109
9. Offshore projects	110
9.1. Production potential	110
9.2. Business and legal environment	110
9.3. Typical stages of preparing and executing an investment in an offshore wind farm	112
9.4. Power take-off	113
9.5. Technological challenges	114
9.6. Level of support for offshore wind farms	115
10. Forecasts – the wind energy sector in total	116

1

część / part

Energetyka wiatrowa w Polsce, Europie i na świecie

Wind energy in Poland, Europe and worldwide



1 Wstęp

Energetyka wiatrowa odnotowuje na świecie rekordową popularność. W 2014 roku przyrost mocy globalnych wyniósł 51 GW. Również w Polsce odnotowano znaczący przyrost produkcji energii elektrycznej z farm wiatrowych w 2014 roku wynoszący 23,4% wobec 2013 roku¹.

Pod względem zainstalowanych farm wiatrowych Polska znalazła się na 9 miejscu w Europie (stan na grudzień 2014 roku) oraz na 5 pozycji pod względem nowych przyłączy w 2014 roku. Na koniec czerwca 2015 roku łączna moc farm wiatrowych w Polsce wynosiła 4,1 GW. Wraz ze wzrostem zainteresowania odnawialnymi źródłami energii na świecie, zwiększa się również atrakcyjność inwestycyjna w tej dziedzinie. W 2014 roku światowe inwestycje w sektor zielonej energii sięgnęły rekordowego poziomu 310 mld USD. Dla porównania w 2013 roku inwestycje te wyniosły 80,3 mld USD oraz 80,8 mld USD w 2012 roku. Z kolei całkowite światowe moce na koniec 2014 roku osiągnęły poziom 369,6 GW, oznaczając wzrost o 16% r/r. Jednocześnie, średni wzrost tego wskaźnika w ostatnich 10 latach (2005-2014) wyniósł 23%².

Polska dla inwestorów zagranicznych jest atrakcyjnym kierunkiem lokowania bezpośrednich inwestycji zagranicznych. Firmy z kapitałem zagranicznym chętnie podejmują projekty typu greenfield, a Polska pod względem atrakcyjności inwestycyjnej jest najlepiej ocenianym krajem w Europie Środkowo-Wschodniej. Tezę tą potwierdzają badania przeprowadzone wśród inwestorów zagranicznych prowadzących działalność w Polsce.

Również badania dotyczące atrakcyjności dla inwestycji w sektorze energetyki odnawialnej wskazują Polskę jako atrakcyjne miejsce do lokowania. W badaniu EY „Renewable Energy Attractiveness Index 2015”, Polska znalazła się na 18 miejscu na świecie do lokowania kapitału w morską energetykę wiatrową i na 20 miejscu na świecie w przypadku lądowej energetyki wiatrowej. Z kolei sektor odnawialnych źródeł energii sklasyfikowany został na 26 miejscu³.

2 Konkurencyjność Polski na arenie międzynarodowej

W tegorocznej publikacji Konferencji Narodów Zjednoczonych ds. Handlu i Rozwoju, World Investment Report, Polska została zaliczona do 20 głównych odbiorców bezpośrednich inwestycji zagranicznych na świecie z kwotą 13,8 mld USD w 2014 roku⁴.

Atrakcyjność inwestycyjna Polski potwierdzona została w badaniu przeprowadzonym przez Polsko-Niemiecką Izbę Przemysłowo-Handlową (AHK). Polska trzeci raz z rzędu zajęła pierwszą pozycję w Europie

¹ Urząd Regulacji Energetyki.

² Global Wind Energy Council.

³ EY Renewable Energy Attractiveness Index 2015.

⁴ UNCTAD, World Investment Report 2015.

Introduction

The wind energy sector is experiencing the record popularity globally. In 2014 the growth of global capacities amounted to 51 GW. Also Poland noted a significant growth in generation of electrical energy from wind farms in 2014, which amounted to 23.4% as compared to 2013¹.

In terms of installed wind farms Poland was on the 9th place in Europe (as for December 2014) and on the 5th place in terms of new connections in 2014. At the end of June 2015, the total capacity of wind farms in Poland was 4.1 GW.

The growing interest in renewable energy sources in the world also increases the popularity of investments in this area. In 2014 the global investments in the sector of green energy reached the record level of USD 310 billion. For comparison, in 2013 such investments amounted to USD 80.3 billion and USD 80.8 billion in 2012. In turn, the total global capacities at the end of 2014 reached the level of 369.6 GW, which meant the growth by 16% on the previous year. At the same time the average growth of that indicator in the last 10 years (2005-2014) was 23%².

Poland is an attractive direction of locating direct foreign investments for foreign investors. Companies with foreign capital are eager to take up greenfield projects and Poland is the best rated country in central and eastern Europe in terms of investment attractiveness. This thesis is confirmed by surveys carried out among foreign investors who run business activity in Poland.

Also surveys concerning the attractiveness for investments in the renewable energy sector show Poland as an attractive place for investments. In the survey by EY “Renewable Energy Attractiveness Index 2015”, Poland was on the 18th place in the world to invest capital in offshore wind energy and on the 20th in terms of onshore wind energy. In turn the sector of renewable energy sources was classified on the 26th position³.

Competitiveness of Poland on the international scene

In this year's publication of the United Nations Conference on Trade and Development, World Investment Report, Poland was classified among 20 main recipients of foreign direct investments in the world with the amount of USD 13.8 billion in 2014⁴.

Investment attractiveness of Poland was confirmed in the survey carried out by the Polish-German Chamber of Industry and Commerce (AHK). Third time in a row Poland ranked first in central and eastern Europe. As many as

¹ Energy Regulatory Office.

² Global Wind Energy Council.

³ EY Renewable Energy Attractiveness Index 2015.

⁴ UNCTAD, World Investment Report 2015.

Środkowo-Wschodniej. Aż 96% przedsiębiorców, którzy wzięli udział w badaniu, ponownie zainwestowałoby w Polsce. Z kolei 52% respondentów bieżącą sytuację gospodarczą Polski oceniło jako zadowalającą, 42% jako dobrą, a jedynie 6% jako złą. Wśród pozytywnych czynników inwestycyjnych zaliczono: członkostwo w UE, wysokie kwalifikacje pracowników, jakość kształcenia akademickiego, produktywność i zmotywowanie pracowników oraz jakość i dostępność lokalnych poddostawców. Konkurencyjność inwestycyjna Polski została również doceniona w ostatnim badaniu EY European Attractiveness Survey 2015, gdzie nasz kraj znalazł się na 3 miejscu w Europie pod względem liczby utworzonych miejsc pracy dzięki BIZ. W 2014 roku w Polsce utworzono 15 485 nowych etatów w porównaniu z 13 862 w roku poprzednim (wzrost o 12%).

Z kolei z danych FDI markets wynika, że od początku 2003 roku do lipca 2015 roku napłynęło do Polski 3 629 projektów typu greenfield, których skumulowana wartość wyniosła ponad 146 mld euro. Inwestycje te przełożyły się na ponad 868 tysięcy miejsc pracy.

Interesująco wygląda również portfolio projektów obsługiwane przez Polską Agencję Informacji i Inwestycji Zagranicznych. Aktualnie (stan na 18 września br.) w portfelu PAIIIZ prowadzone są 172 projekty o łącznej wartości blisko 4 mld euro oraz ponad 32 tysiącach miejsc pracy. Podobnie jak w poprzednich latach dominują sektory, które stały się polską specjalnością dzięki jakości siły roboczej oraz pozyskanym technologiom. Najwięcej obsługiwanych projektów odnotowano z sektora BPO (35 projektów), branży motoryzacyjnej (33 projekty), sektorów badawczo-rozwojowego i lotniczego (15 projektów) oraz spożywczego (7 projektów). Podział ten potwierdza tezę, że Polska stała się celem dla najbardziej zaawansowanych technologicznie inwestycji.

96% of entrepreneurs who participated in the research would reinvest in Poland. In turn 52% of the respondents assessed the current economic situation in Poland as satisfactory, 42% as good and only 6% as bad. Among the positive investment factors were: membership in the EU, high qualifications of employees, quality of higher education, productivity and motivation of employees and the quality and availability of local subcontractors.

Investment competitiveness of Poland was also recognized in the latest EY research European Attractiveness Survey 2015 where our country ranked 3rd in Europe in terms of created workplaces thanks to FDI. In 2014 Poland opened 15,485 new workplaces as compared to 13,862 in the previous year (growth by 12%).

In turn the data of the FDI markets show that since the beginning of 2003 to July 2015 almost 3,629 greenfield projects were executed in Poland, whose cumulative value amounted to over EUR 146 billion. Those investments translated into almost 868 thousand workplaces.

The portfolio of investments serviced by the Polish Information and Foreign Investments Agency (PAIIIZ) also looks interesting. At present (condition as for September 18, 2015) the portfolio of PAIIIZ has 172 projects with the total value of almost EUR 4 billion and over 32,000 workplaces. Just like in the previous years the dominating sectors are those which have become Polish speciality thanks to the quality of workforce and acquired technologies. The biggest number of serviced projects was from the BPO service sectors (35 projects), the automotive sector (33 projects), the R&D and aviation sectors (15 projects), and the food sector (7 projects). This division confirms the thesis that Poland has become the target of the most technologically advanced investments.

3 Polska, Europa, Świat

3.1 Polska

Polska energetyka w coraz większym stopniu zmniejsza zależność od tradycyjnych paliw kopalnych. Konwencjonalne elektrownie wykorzystujące węgiel kamienny i brunatny odpowiadały za wytworzenie 86% produkcji energii elektrycznej w 2014 roku. Całkowita produkcja energii elektrycznej wyniosła 156,6 TWh w 2014 roku (3,7% mniej niż w roku poprzednim). Jednakże zauważalne były znaczące zmiany w zakresie struktury sektorowej wytwarzania. Przyrost produkcji energii elektrycznej odnotowano jedynie w przypadku produkcji energii z wiatru (wzrost o 23,4% wobec roku poprzedniego) oraz elektrowni gazowych (wzrost o 4,0%). Największe spadki produkcji miały miejsce w przypadku elektrowni wodnych (spadek o 8,8%) oraz węgla kamiennego (spadek o 5,1%) i węgla brunatnego (spadek o 4,8%).

Poland, Europe, World

Poland

Polish energy is significantly decreasing its dependence on traditional fossil fuels. Conventional power plants which use hard coal and lignite, accounted for generating 86% of electrical energy in 2014. The total production of electrical energy amounted to 156.6 TWh in 2014 (3.7% less than in the previous year). However, significant changes in the sector structure of generation were clearly visible. The growth in production of electrical energy was noted only for wind energy (23.4% growth as compared to the previous year) and gas power plants (growth of 4.0%). The largest decrease of production was noted for hydro power plants (drop of 8.8%), hard coal (drop of 5.1%) and lignite (drop of 4.8%).



Struktura produkcji, krajowe saldo wymiany transgranicznej oraz zużycie energii elektrycznej 2013-2014 (GWh)
Production structure, national balance of cross-border exchange and electrical energy consumptions 2013-2014 (GWh)

	2013 (GWh)	2014 (GWh)	Dynamika / Dynamics 2014/2013 (%)
Produkcja energii elektrycznej ogółem Production of electrical energy in total	162 501	156 567	-3,65
Elektrownie na węglu kamiennym <i>Hard coal power plants</i>	84 566	80 284	-5,06
Elektrownie na węglu brunatnym <i>Lignite power plants</i>	56 959	54 212	-4,82
Elektrownie gazowe / <i>Gas power plants</i>	3 149	3 274	3,98
Elektrownie przemysłowe / <i>Industrial power plants</i>	9 171	9 020	-1,64
Elektrownie zawodowe wodne <i>Utility hydro power plants</i>	2 762	2 520	-8,76
Źródła wiatrowe / <i>Wind sources</i>	5 823	7 184	23,38
Inne źródła odnawialne / <i>Other renewables</i>	72	73	0,18
Saldo wymiany zagranicznej <i>Foreign exchange balance</i>	-4 521	2 167	
Krajowe zużycie energii National energy consumption	157 980	158 734	0,49

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



Moc zainstalowana w odnawialnych źródłach energii [MW] (wg stanu na 30.06.2015)
Capacity installed in renewable energy sources [MW] (as of 30 June 2015)

Rodzaj OZE / RES type	2005 (MW)	2006 (MW)	2007 (MW)	2008 (MW)
Elektrownie na biogaz / <i>Biogas power plants</i>	31,97	36,76	45,70	54,62
Elektrownie na biomasę / <i>Biomass power plants</i>	189,79	238,79	255,39	231,99
Elektrownie wytwarzające e.e. z promieniowania słonecznego / <i>Solar power plants</i>	–	–	–	–
Elektrownie wiatrowe / <i>Wind power plants</i>	83,28	152,56	287,91	451,09
Elektrownie wodne / <i>Hydro power plants</i>	852,50	934,03	934,78	940,58
Łącznie / Total	1 157,54	1 362,14	1 523,78	1 678,27
wzrost r/r / <i>annual growth</i>		204,604	131,64	154,49

2009 (MW)	2010 (MW)	2011 (MW)	2012 (MW)	2013 (MW)	2014 (MW)	2015 (MW)
70,89	82,88	103,49	131,25	162,24	188,55	191,38
252,49	356,19	409,68	820,70	986,87	1 008,25	1 008,25
0,00	0,03	1,14	1,29	1,90	21,00	35,59
724,66	1 180,27	1616,36	2496,75	3 389,54	3 833,83	4 117,42
945,21	937,04	951,39	966,10	970,13	977,01	980,32
1 993,25	2 556,42	3 082,04	4 416,09	5 510,68	6 028,64	6 332,96
314,98	563,18	525,62	1 334,05	1 094,60	517,95	304,32

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

W 2014 roku całkowita moc zainstalowana w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) wyniosła 38,1 GW i zmniejszyła się o 285 MW (spadek o 0,7%) w stosunku do 2013 roku. Polska znalazła się na 9 miejscu w Europie na koniec 2014 roku pod względem zainstalowanych farm wiatrowych i 5 pod względem nowych przyłączy. Nadmienić należy, iż elektrownie wiatrowe są głównym źródłem energii elektrycznej wśród odnawialnych źródeł energii. Łączna moc farm wiatrowych w Polsce wynosiła 4,1 GW na koniec czerwca 2015 roku. Na drugim miejscu w tym okresie znalazły się elektrownie oparte o spalanie biomasy (o mocy 1,0 GW).

In 2014 the total capacity installed in the Polish Power System (PPS) was 38.1 GW and it decreased by 285 MW (drop of 0.7%) in relation to 2013. Poland ranked 9th in Europe at the end of 2014 in terms of installed wind farms and 5th in terms of new connections.

It should be mentioned that wind power plants are the main source of energy among renewable energy sources. The total capacity of wind farms in Poland was 4.1 GW at the end of June 2015. The second place in this period went to biomass power plants (with the capacity of 1.0 GW).



Liczba instalacji i moc odnawialnych źródeł energii (wg stanu na 30.06.2015)

Number of installations and capacity of renewable energy sources (as of 30 June 2015)

Typ instalacji / Type of installations	Liczba instalacji Quantity of installations	Moc / Capacity [MW]
Elektrownie wiatrowe / Wind power plants	981	4 117,4
Elektrownie biomasowe / Biomass power plants	36	1 008,2
Elektrownie wodne / Hydro power plants	747	980,3
Elektrownie biogazowe / Biogas power plants	259	191,4
Wytwarzające z promieniowania słonecznego Solar power plants	193	35,6
Elektrownie realizujące technologię współspalania Joint combustion power plants	44	0,0

★_źródło: Urząd Regulacji Energetyki / [source: Energy Regulatory Office](#)



Moc farm wiatrowych w województwach na koniec czerwca 2014

Capacity of wind farms by voivodeships at the end of June 2014

Województwo / Voivodship	Liczba instalacji Number of installations	Moc / Capacity (MW)
zachodniopomorskie	62	1 154,2
pomorskie	40	459,8
wielkopolskie	142	454,2
łódzkie	183	319,3
kujawsko-pomorskie	237	315,8
warmińsko-mazurskie	28	238,1
mazowieckie	72	222,5
dolnośląskie	10	162,4
podlaskie	20	122,7
opolskie	9	103,7
podkarpackie	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](#)

Patrząc na strukturę geograficzną, niekwestionowanym liderem w zakresie produkcji energii elektrycznej w Polsce jest województwo zachodniopomorskie, gdzie moc elektrowni wiatrowych wynosi 1,1 GW, na drugim miejscu znalazło się województwo pomorskie (459 MW) wyprzedzając województwo wielkopolskie (454 MW). Największy udział w wytwarzaniu energii elektrycznej w 2014 roku miała grupa kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. (37,9%), kolejnymi producentami byli TAURON Polska Energia (10,8%), ENEA (8,9%), EDF (8,8%). Oprócz tego produkcją energii elektrycznej zajmują się przedsiębiorstwa takie jak PAK, GDF SUEZ, Dalkia, CEZ, PGNiG, Fortrum czy Energa.

Looking at the geographical structure, the unchallenged leader of producing energy in Poland is zachodniopomorskie [Western Pomerania] voivodeship where the capacity of wind power plants is 1.1 GW, the runner-up is pomorskie [Pomerania] voivodeship (459 MW) followed by wielkopolskie [Greater Poland] voivodeship (454 MW).

The largest share in producing electrical energy in 2014 belonged to the capital group PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. (37.9%), followed by TAURON Polska Energia (10.8%), ENEA (8.9%), EDF (8.8%). Apart from them, production of electrical energy is the domain of companies like PAK, GDF SUEZ, Dalkia, CEZ, PGNiG, Fortrum or Energa.

3.2 Europa

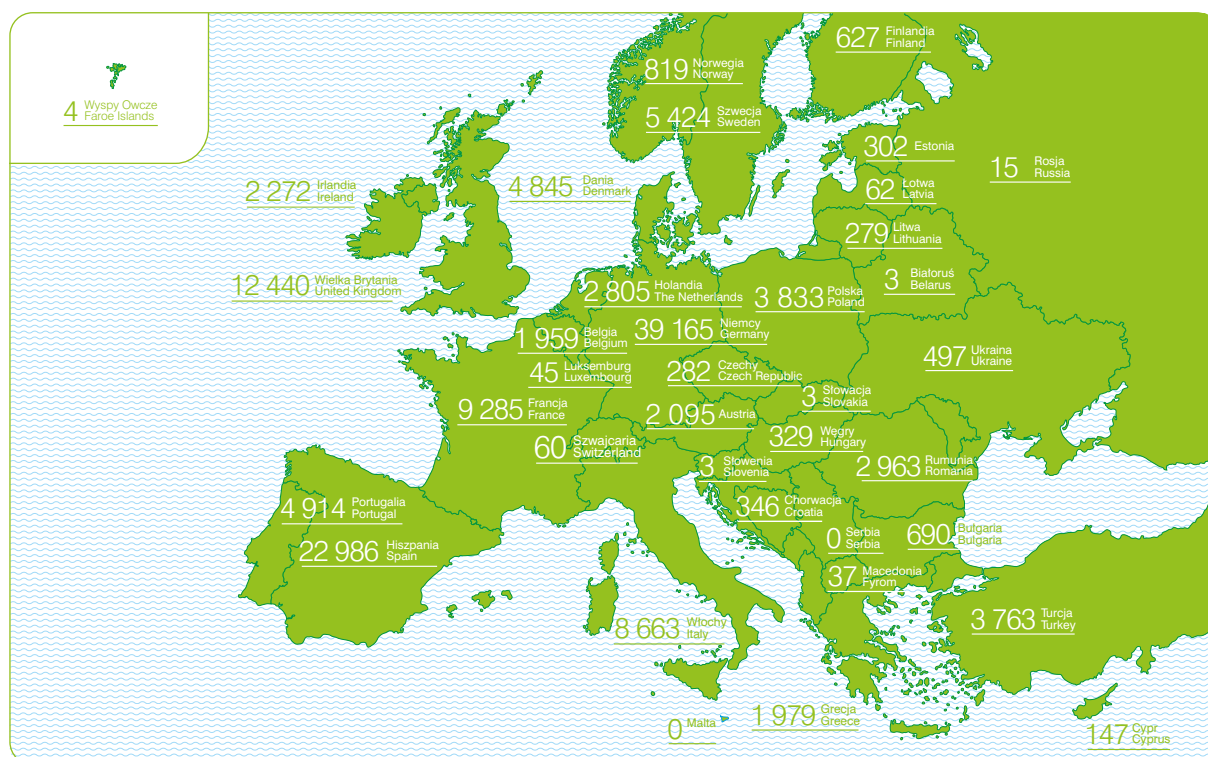
Na koniec 2014 roku wg danych Europejskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej (EWEA) w Europie funkcjonowało 35% globalnych farm wiatrowych o łącznej mocy wynoszącej 128,8 GW. Co więcej, w europejskim sektorze energetycznym pojawiła się tendencja do odchodzenia od wykorzystania paliw kopalnych jako źródeł energii elektrycznej. W 2014 roku instalacji wykorzystujących ropę, węgiel i gaz wycofano z użytkowania więcej niż przyłączono do sieci. Od roku 2000 około 29,4% nowych mocy przypadło na energetykę

Europe

According to the data by the European Wind Energy Association (EWEA), at the end of 2014 Europe had 35% of the global wind farms with the total capacity of 128.8 GW. What is more, a tendency appeared in the European energy sector to move away from fossil fuels as the source of electrical energy. In 2014 more installations using oil, coal and gas were decommissioned than connected to the grid. Since 2000, approximately 29.4% of new capacities belongs to the wind energy sector,



Skumulowana moc farm wiatrowych na koniec 2014
Cumulative capacity of wind farms at the end of 2014



★_źródło / source: European Wind Energy Association

wiatrową, 56,2% na odnawialne źródła energii, a 91,1% łącznie na energetykę odnawialną i gaz.

Całkowita moc elektrowni konwencjonalnych i odnawialnych źródeł energii wyniosła 910,1 GW na koniec 2014 roku. Całkowity przyrost mocy w europejskim systemie elektroenergetycznym przyniósł 14,8 GW. W tym 11,4 GW przypadało na energetykę wiatrową – wartość tych inwestycji szacuje się na 13,1-18,7 mld.

Według szacunków EWEA w przeciętnym roku pod względem wietrzności farmy wiatrowe zainstalowane w Europie mogłyby wyprodukować 284 TWh energii

56.2% to renewable energy sources, and the total of 91.1% to renewable energy and gas.

The total capacity of conventional power plants and renewable energy sources amounted to 910.1 GW at the end of 2014. The total growth of capacity in the European power system was 14.8 GW. 11.4 GW of which went to wind energy – the value of those investments is estimated at 13.1-18.7 billion.

According to EWEA estimates, in an average year in terms of wind conditions, wind farms installed in Europe were able to generate 284 TWh of electrical energy, which



Moce farm wiatrowych w Europie Wind farm capacities in Europe

	Koniec 2013 End of 2013	Zainstalowane w 2014 Installed in 2014	Koniec 2014 End of 2014
Austria	1 683,8	411,2	2 095,0
Belgia / Belgium	1 665,5	293,5	1 959,0
Bułgaria / Bulgaria	681,1	9,4	690,5
Chorwacja / Croatia	260,8	85,7	346,5
Cypr / Cyprus	146,7	0	146,7
Czechy / The Czech Rep.	268,1	14,0	281,5
Dania / Denmark	4 807,0	67,0	4845
Estonia	279,9	22,8	302,7
Finlandia / Finland	449,0	184,0	627,0
Francja / France	8 243,0	1 042,0	9 285,0
Niemcy / Germany	34 250,2	5 279,2	39 165,0
Grecja / Greece	1 865,9	113,9	1 979,8
Węgry / Hungary	329,2	0	329,2
Irlandia / Ireland	2 049,3	222,4	2 271,7
Włochy / Italy	8 557,9	107,5	8 662,9
Łotwa / Latvia	61,8	0	61,8
Litwa / Lithuania	278,8	0,5	279,3
Luksemburg / Luxembourg	58,3	0	58,3
Malta	0	0	0
Holandia / The Netherlands	2 671,0	141,0	2 805,0
Polska / Poland	3 389,5	444,3	3 833,8
Portugalia / Portugal	4 730,4	184,0	4 914,4
Rumunia / Romania	2 599,6	354,0	2 953,6
Słowacja / Slovakia	3,1	0	3,1
Słowenia / Slovenia	2,3	0,9	3,2
Hiszpania / Spain	22 959,1	27,5	22 986,5
Szwecja / Sweden	4 381,6	1 050,2	5 424,8
Wielka Brytania / Great Britain	10 710,9	1 736,4	12 440,3
EU 28	117 383,6	11 791,4	128 751,4
Europa razem / Europe in total	121 572,2	12 819,6	133 968,2

★_źródło / source: European Wind Energy Association

elektrycznej, co byłoby w stanie zaspokoić 10,2% konsumpcji energii elektrycznej w Europie.

Pod względem zainstalowanych mocy farm wiatrowych na koniec 2014 roku liderem pozostają Niemcy (39,2 GW) i odpowiadają za 29,2% europejskich mocy. Na podium znalazły się również Hiszpania (23,0 GW) i Wielka Brytania (12,4 GW).

could satisfy 10.2% of electrical energy consumption in Europe.

In terms of installed capacities of wind farms at the end of 2014, Germany remains the leader (39.2 GW) and they account for 29.2% of European capacities. Second and third places went to Spain (23.0 GW) and Great Britain (12.4 GW).



Moc i produkcja energii elektrycznej państw europejskich

Capacity and production of electrical energy of European countries

	Moc instalacji / Installation capacity (MW)			Produkcja elektryczności / Electricity production (GWh)		
	scenariusz na 2030 r. / 2030 scenario			scenariusz na 2030 r. / 2030 scenario		
	„średni” / „average”	„pesymistyczny” / „pessimistic”	„optymistyczny” / „optimistic”	„średni” / „average”	„pesymistyczny” / „pessimistic”	„optymistyczny” / „optimistic”
Austria	5 800	5 000	6 650	12 194	10 670	14 192
Belgia / Belgium	6 300	4 850	7 800	17 976	13 750	22 517
Bulgaria / Bulgaria	1 220	1 000	1 440	2 565	2 134	3 073
Chorwacja / Croatia	1 800	1 600	2 000	3 784	3 415	4 268
Cypr / Cyprus	483	447	581	1 016	953	1 240
Czechy / The Czech Rep.	2 200	1 040	4 320	4 625	2 219	9 219
Dania / Denmark	8 130	5 950	11 320	22 659	16 792	32 378
Estonia	1 183	365	2 000	3 669	779	6 586
Finlandia / Finland	8 526	5 026	12 026	17 966	10 766	25 705
Francja / France	35 250	25 000	43 000	88 301	62 623	114 942
Grecja / Greece	9 000	8 000	12 500	18 922	17 073	27 448
Hiszpania / Spain	44 505	35 005	52 500	93 575	74 711	112 811
Holandia / The Netherlands	12 567	11 872	13 391	36 670	34 606	39 394
Irlandia / Ireland	7 692	5 525	9 590	17 433	11 829	22 320
Litwa / Lithuania	1 110	878	2 200	2 334	1 874	6 240
Luksemburg / Luxembourg	141	123	169	296	263	362
Łotwa / Latvia	308	234	430	647	500	918
Malta	49	30	80	102	64	171
Niemcy / Germany	80 000	75 000	87 500	195 786	183 232	221 497
Polska / Poland	13 150	8 400	15 700	29 775	18 699	36 904
Portugalia / Portugal	6 400	5 951	7 039	13 498	12 742	15 063
Rumunia / Romania	5 000	4 500	6 000	10 512	9 603	12 804
Słowacja / Slovakia	331	300	486	696	640	1 036
Słowenia / Slovenia	49	33	75	103	71	159
Szwecja / Sweden	14 300	8 802	20 000	31 641	19 096	45 772
Węgry / Hungary	973	925	1 051	2 045	1 975	2 244
Wielka Brytania / Great Britain	40 000	24 300	55 000	120 362	70 399	171 453
Włochy / Italy	13 600	10 768	17 268	28 593	22 980	37 624
Łącznie / Total	320 066	250 926	392 116	777 744	604 460	988 340

★_źródło / source: European Wind Energy Association

Pod względem nowych inwestycji sytuacja kształtuje się analogicznie. Na pierwszym miejscu Niemcy (5,3 GW nowych farm wiatrowych przyłączonych w 2014 roku) przed Wielką Brytanią (1,7 GW) i Szwecją (1,1 GW).

In terms of new investments the situation is analogous. Germany is first (5.3 GW of new wind farms connected in 2014) followed by Great Britain (1.7 GW) and Sweden (1.1 GW).

3.3 Świat

Według danych Global Wind Energy Council (GWEC) w 2014 roku na świecie zostało przyłączone rekordowe 51,4 GW nowych farm wiatrowych (44% przyrost względem roku poprzedniego). Łączna moc wszystkich zainstalowanych farm wiatrowych wyniosła 369,6 GW na koniec 2014 roku⁵.

Krajem o największej liczbie instalacji w 2014 roku były Chiny, gdzie działały farmy wiatrowe o mocy 114,6 GW (31% globalnego udziału). Natomiast na kolejnych miejscach były USA – 65,9 GW (17,8% globalnego udziału) i Niemcy 39,2 GW (10,6% globalnego udziału)⁶.

World

According to the data by the Global Wind Energy Council (GWEC) in 2014 the record 51.4 GW of new wind farms were connected globally (growth of 44% as compared to the previous year). The total installed capacity of wind farms was 369.6 GW at the end of 2014⁵.

The country with the biggest number of installations in 2014 was China with operating wind farms with the capacity of 114.6 GW (31% of the global share). China was followed by the USA – 65.9 GW (17.8% of the global share) and by Germany – 39.2 GW (10.6% of the global share)⁶.



Skumulowana moc elektrowni na koniec 2014 w Top 10 krajach

Cumulative capacity of power plants at the end of 2014 in Top 10 countries

Kraj / Country	Moc / Capacity [MW]	Udział / Share [%]
ChRL / China	114 609	31,0%
USA	65 879	17,8%
Niemcy / Germany	39 165	10,6%
Hiszpania / Spain	22 987	6,2%
Indie / India	22 465	6,1%
Wielka Brytania / Great Britain	12 440	3,4%
Kanada / Canada	9 694	2,6%
Francja / France	9 285	2,5%
Włochy / Italy	8 663	2,3%
Brazylia / Brasil	5 939	1,6%
Reszta świata / Others	58 473	15,8%
Czołowe 10 / Top 10	311 124	84,2%
ŚWIAT / TOTAL WORLD	369 597	100,0%

★_źródło: GWEC / source: GWEC

⁵ <http://www.gwec.net/global-figures/graphs>

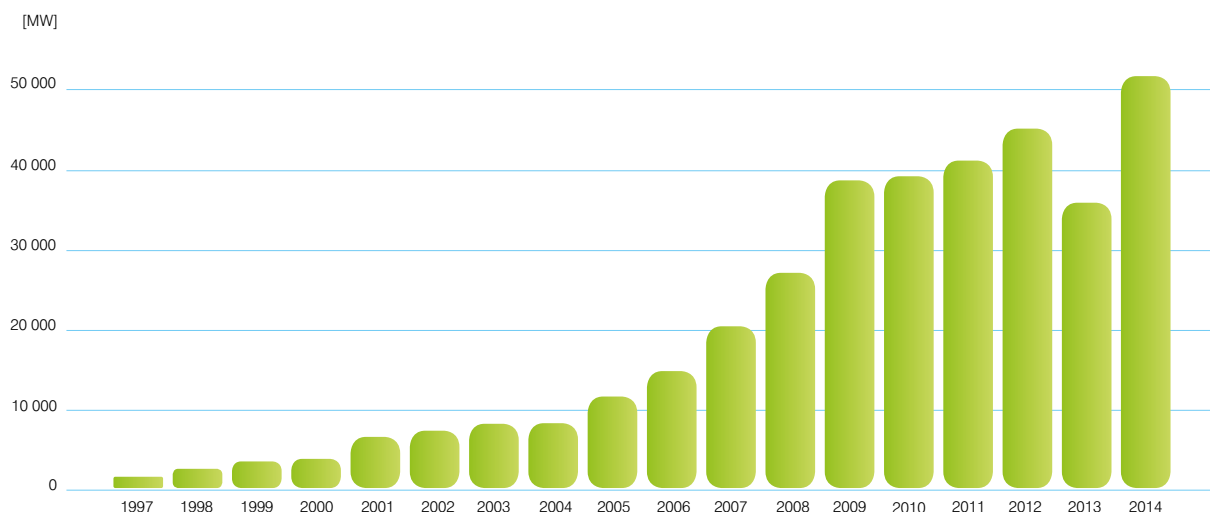
⁶ <http://www.gwec.net/global-figures/market-forecast-2012-2016>

⁵ <http://www.gwec.net/global-figures/graphs>

⁶ <http://www.gwec.net/global-figures/market-forecast-2012-2016>



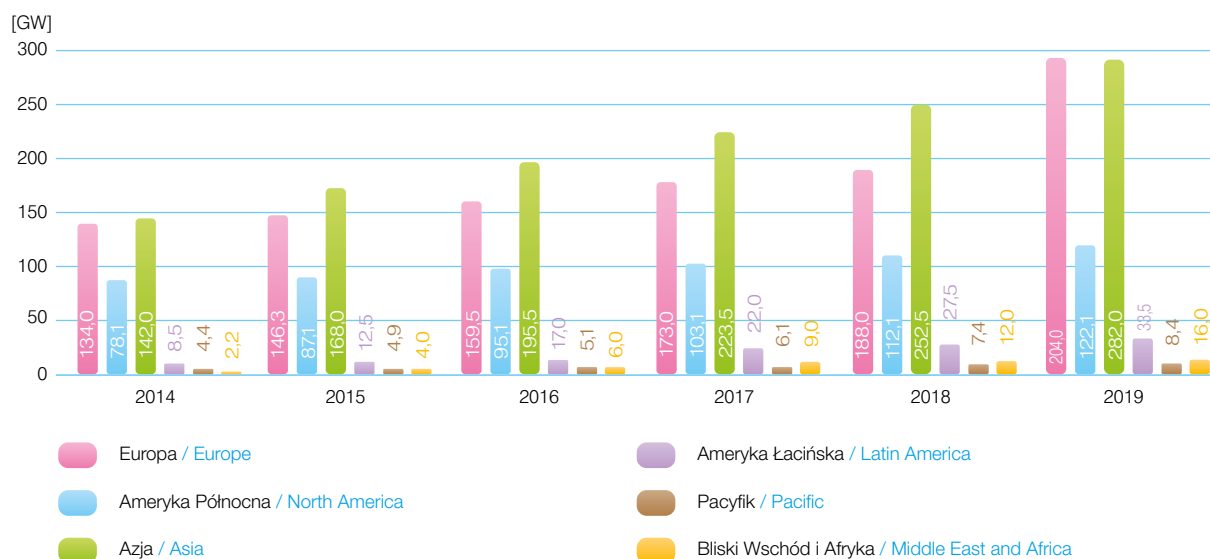
Światowy przyrost mocy w elektrowniach wiatrowych w latach 1997-2014 Global growth of wind farm capacity in the years 1997-2014



★_źródło: GWEC / source: GWEC



Skumulowana prognoza rynku według regionów w latach 2014-2019 Cumulative market forecast by regions in the years 2014-2019



4 Światowa energetyka morską

Morska energetyka wiatrowa jest relatywnie słabo rozwinięta (szczególnie w odniesieniu do farm wiatrowych na lądzie), jednakże utrzymuje stałe tempo wzrostu na świecie. Na koniec 2014 roku były zainstalowane farmy wiatrowe o mocy 8,8 GW. Niekwestionowanym liderem w wykorzystaniu morskich farm wiatrowych jest Wielka Brytania (4,4 GW). Znaczące moce znajdują się również w Danii (1,3 GW), Niemczech (1,0 GW), Belgii (713 MW), Chińskiej Republice Ludowej (658 MW), Holandii (247 MW) i Szwecji (212 MW).

World offshore energy sector

The offshore wind energy sector is relatively poorly developed (particularly in comparison with onshore wind farms), however it maintains a steady growth in the world. At the end of 2014 the installed wind farms had the capacity of 8.8 GW. The unchallenged leader in offshore wind farms is Great Britain (4.4 GW). Significant capacities are also located in Denmark (1.3 GW), Germany (1.0 GW), Belgium (713 MW), China (658 MW), the Netherlands (247 MW) and Sweden (212 MW).



Moc zainstalowana w morskich elektrowniach wiatrowych [MW]

Installed offshore wind capacity [MW]

	Nowe moce dodane w 2014 r. New capacities added in 2014	Razem na koniec 2014 r. Total at the end of 2014
Wielka Brytania / Great Britain	813,4	4 494,3
Dania / Denmark	0	1 271
Niemcy / Germany	529	1 049
Belgia / Belgium	141	713
Chiny / China	229	658
Holandia / The Netherlands	0	247
Szwecja / Sweden	0	212
Japonia / Japan	0	50
Finlandia / Finland	0	26
Irlandia / Ireland	0	25
Korea	0	5
Hiszpania / Spain	0	5
Norwegia / Norway	0	2
Portugalia / Portugal	0	2
USA	0	0,02

★_źródło: GWEC / [source: GWEC](#)

2

część / part

Uwarunkowania prawne

Legal conditions



1 Ramy prawne rozwoju OZE

1.1 Ustawa 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 zakresie 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. Do 2015 roku brak było w polskim porządku prawnym dedykowanego aktu prawnego rangi ustawowej, regulującego w sposób kompleksowy prowadzenie działalności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. Ramy prawne dla rozwoju energetyki odnawialnej wyznaczone były wyłącznie w Ustawie z 10 kwietnia 1997 roku Prawo Energetyczne¹ (Prawo Energetyczne). Dotychczas zasady przyznawania wsparcia, przyłączania do sieci oraz prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii regulowane były Prawem Energetycznym. Ten stan rzeczy uległ zmianie po uchwaleniu 20 lutego 2015 roku przez Sejm Ustawy o odnawialnych źródłach energii² (Ustawa OZE). Celem Ustawy OZE jest zapewnienie jak najbardziej efektywnej transpozycji do polskiego porządku prawnego Dyrektywy OZE oraz optymalizacja i przyspieszenie rozwoju odnawialnych źródeł energii w Polsce. W tym kontekście najbardziej istotne są regulacje co do zasad wsparcia w ramach pomocy publicznej przyznawanych dla wytwórców energii z OZE.

1.2 Ogólne zasady wsparcia w systemie aukcyjnym

Ustawa OZE odchodzi od obowiązującego na gruncie Prawa Energetycznego modelu wsparcia w systemie świadectw pochodzenia i wprowadza dla źródeł o mocy powyżej 40 kW nowy system oparty na modelu kontraktów różnicowych, w których gwarantowana cena energii będzie uzyskiwana w drodze aukcji. Zastosowanie systemu aukcyjnego jest wynikiem wdrażania przez Polskę rekomendacji Komisji Europejskiej, zgodnie z wytycznymi zawartymi w dokumencie „European

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

² Ustawa z 20 lutego 2015 roku o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. z 2015 r., poz. 478)

Legal framework of RES development

The RES Act

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 regard 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.

Until 2015 the Polish legislation did not have a dedicated piece of legislation of a statutory character which would comprehensively regulate conducting business activity in the field of production of electrical energy from renewable energy sources. Legal framework for the development of renewable energy sector was set forth exclusively in the Act dated April 10, 1997, the Energy Law¹ (Energy Law). So far the rules of granting support, connecting to the grid, and conducting business activity in the field of production of electrical energy from renewable energy sources had been regulated by the Energy Law. This state of affairs was changed on February 20, 2015, when the Sejm [lower chamber of Polish Parliament] adopted the Act on Renewable Energy Sources² (RES Act). The objective of the RES Act is to provide the most effective transposition of the RES Directive to the Polish legislation, as well as to ensure the optimisation and speeding up the development of renewable energy sources in Poland. In this context the most important are regulations referring to rules of support within state aid granted to RES energy producers.

General rules of support in the auction system

The RES act moves away from the support scheme based on certificates of origin pursuant to the Energy Law and introduces a new system for sources with capacity exceeding 40 kW based on contract for differences model in which the guaranteed energy price will be arrived at through auctions. The application of the auction mechanism is the consequence of Poland implementing the recommendation of the European Commission pursuant to the guidelines included

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

² Act dated February 20, 2015, on Renewable Energy Sources (Journal of Laws of 2015, Item 478).

Commission guidance for the design of renewables support schemes" SWD (2013 439).

Pomimo, że Ustawa OZE weszła w życie 4 maja 2015 roku, to przepisy regulujące nowe zasady przyznawania wsparcia zaczną obowiązywać od 1 stycznia 2016 roku. Nie oznacza to jednak, że z początkiem 2016 roku dotychczasowy system świadectw pochodzenia zostanie całkowicie zastąpiony nowym.

Ustawa OZE przewiduje płynne przejście z systemu świadectw pochodzenia do systemu aukcyjnego. Na ich podstawie instalacje OZE, które przed 1 stycznia 2016 roku rozpoczęły produkcję energii, będą uzyskiwać wsparcie na dotychczasowych zasadach z możliwością dobrowolnej zmiany na wsparcie w systemie aukcyjnym. Natomiast instalacje uruchomione po 31 grudnia 2015 roku będą mogły uzyskiwać wsparcie wyłącznie na nowych zasadach. Wytwórca będzie mógł łączyć wsparcie uzyskane w drodze aukcji ze wsparciem uzyskanym z innych źródeł w ramach pomocy publicznej do wysokości ceny referencyjnej (maksymalna wysokość oferty, jaką można złożyć w aukcji).

Na podstawie nowych zasad, wsparcie dla wytwórców energii z OZE będzie przyznawane w wyniku przeprowadzenia aukcji sprzedaży energii. Począwszy od 2016 roku aukcje będą organizowane co najmniej raz w roku przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Co roku Minister Gospodarki będzie też ustalał ilość energii elektrycznej, jaka będzie mogła zostać zakontraktowana na okres 15 lat w drodze aukcji. Do aukcji będą mogły zostać zgłoszone instalacje jeszcze nie zrealizowane, których faza projektowania została ostatecznie zakończona. Przystępujący do aukcji wytwórcy będą składać oferty sprzedaży energii elektrycznej, jaką wytworzą z danego źródła przez okres 15 lat. Oferta powinna zawierać cenę, po jakiej energia będzie sprzedawana przez okres 15 lat oraz ilość energii, jaką zobowiążą się wytworzyć w konkretnym źródle przez ten okres. W pierwszej kolejności będą akceptowane oferty o najniższej cenie, aż do wyczerpania puli energii przeznaczonej do aukcji.

System aukcyjny ma zapewnić pełną konkurencyjność wszystkich technologii, które będą rywalizować w jednym „koszyku” aukcji. Oddzielnie będą składane oferty na sprzedaż energii wytworzonej przez źródła o mocy do 1 MW i powyżej 1 MW. Odrębne aukcje będą przeprowadzane dla źródeł uruchomionych przed 1 stycznia 2016 roku, jak również dla źródeł o stopniu wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej co najmniej 4 000 MWh/MW/rok. Takie rozwiązanie ma w swoim założeniu dać impuls dla rozwoju technologii najbardziej efektywnych pod względem ekonomicznym. W praktyce nie można wykluczyć sytuacji, w której inwestycje będące w zaawansowanym stadium projektowym, nie będą w stanie konkurować z bardziej efektywnymi kosztowo instalacjami OZE. Może się również okazać, tak jak stało to się w innych krajach europejskich, gdzie wprowadzono system aukcyjny, że składane w ofercie kwoty były poniżej opłacalności inwestycji.

in the document "European Commission guidance for the design of renewables support schemes" SWD (2013 439).

Despite the fact that the RES Act came into force on May 4, 2015, the provisions regulating the new rules of providing support will be binding from January 1, 2016. This does not mean, however, that at the start of 2016 the existing system of certificates of origin will be completely replaced by the new one.

The RES Act assumes a smooth transition from the system of certificates of origin to the auction system. On this basis the RES installations which started energy generation before January 1, 2016, will receive support pursuant to existing conditions with the possibility to voluntarily change to the support in the auction system. Whereas installations launched after December 31, 2015 will be able to receive support exclusively according to the new rules. The producer will be able to combine support received through auctions with the support from other sources, as part of state aid, to the value of the reference price (the maximum value of the offer which can be submitted in an auction).

Pursuant to the new rules, the support for RES energy manufacturers will be granted through auctions of energy sales. Starting from 2016, auctions will be organized minimum once a year by the President of the Energy Regulatory Office. Each year the Minister of the Economy will also define the amount of electrical energy which will be contracted for the period of 15 years through auctions. Auctions will be open to unfinished installations, whose design stage has been completed. The producers participating in auctions will make offers of sales of electrical energy which they will produce from the particular source for the period of 15 years. The offer should include the price at which the energy will be sold for the period of 15 years and the quantity of energy they undertake to produce in the particular source during that period. Offers with the lowest price will be accepted as first until the energy quota for auctions is used up.

The auction system is to guarantee the full competitiveness of all technologies which will compete in one auction "basket". Offers of the sale of energy produced by sources with the capacity up to 1 MW and over 1 MW will be made separately. Separate auctions will be run for sources launched before January 1, 2016, and for sources with the installed electrical capacity utilization factor at least 4,000 MWh/MW/year. The idea behind this solution is to provide an impulse for the development of most economically-efficient technologies. In practice one cannot exclude situations in which projects in an advanced design stage will not be able to compete with more cost-effective RES installations. It may also turn out, just like it was in other European countries where the auction system has been implemented, that the values in the offer were below the investment profitability.

W nowym systemie inwestorzy ponoszą również ryzyko braku 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 do niej przystąpiły. Z drugiej strony, system aukcyjny zapewni inwestorom pewność finansowania na stałym poziomie przez okres 15 lat. Z punktu widzenia stabilności i przewidywalności, mechanizm aukcyjny na pewno jest korzystniejszy od systemu świadectw pochodzenia.

1.3 System świadectw pochodzenia w Ustawie OZE

Ustawa OZE w odniesieniu do instalacji uruchomionych przed 1 stycznia 2016 roku utrzymuje w mocy obowiązujący od 1 października 2005 roku system wsparcia. W systemie świadectw pochodzenia, wsparciem objęte nadal będą technologie, którym Ustawa OZE przyznaje status odnawialnych źródeł energii. 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. Ponadto wytwórca za każdą wyprodukowaną MWh energii elektrycznej będzie mógł uzyskać świadectwa pochodzenia OZE „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. W odniesieniu do uruchomionych już instalacji system świadectw pochodzenia będzie obowiązywać w niezmienionej formie.

Ustawa OZE wprowadza kilka rozwiązań, które mają na celu z jednej strony umożliwić przejście do systemu aukcyjnego, z drugiej zaś ustabilizować rynek świadectw pochodzenia. Na uwagę zasługują następujące nowe regulacje:

- obowiązek zakupu energii przez tzw. sprzedawcę zobowiązanego (zakładu energetycznego dostarczającego energię odbiorcom końcowym)³, wytworzonej przed 1 stycznia 2016 roku powstaje pod warunkiem zaoferowania całej energii nie tylko wytworzonej, ale również wprowadzonej do sieci, w okresie co najmniej 90 następujących po sobie dni kalendarzowych. Zatem dodatkowym warunkiem gwarancji zakupu energii jest jej wprowadzenie do sieci dystrybucyjnej.
- zakup energii – podobnie jak dotychczas – będzie odbywał się po cenie sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, ogłaszanej kwartalnie przez Prezesa. Średnia cena energii elektrycznej w drugim kwartale 2015 roku ukształtowała się na poziomie 172,39 zł/MWh.

³ Sprzedawca z urzędu jest wyznaczany co roku na rok następny przez Prezesa URE spośród sprzedawców działających energii elektrycznej na terenie danego operatora systemu dystrybucyjnego, będącego sprzedawcą o największym wolumenie jej sprzedaży w okresie od 1 stycznia do 31 sierpnia.

In the new system investors also bear the risk of failing to receive support through auctions in a particular year if the Council of Ministers sets too low amount of energy which will be purchased at an auction in comparison with the number of RES installations which participate in it. On the other hand, the auction system will guarantee the investors financial stability at the same level for the period of 15 years. From the point of view of stability and predictability, the auction mechanism is definitely more beneficial than the system of certificates of origin.

System of certificates of origin in the RES Act

With reference to the installations launched before January 1, 2016, the RES Act sustains the support scheme in force since October 1, 2005.

In the system of certificates of origin, the support will cover technologies given the status of renewable energy sources by the RES Act. As a rule the value of the support is the same for all the sources, regardless of the technology and the connection capacity of the source. 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 producer 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 revenues obtained from the sales of “black energy”, the owner of a RES installation, within the support scheme, obtains additional revenues from the sales of RES certificates of origin. With reference to the already launched installations, the system of certificates of origin will be in force in an unchanged form. The RES Act has implemented several solutions which, on the one hand, aim at a transition to the auction system and, on the other, at stabilizing the market of certificates of origin. The following new regulations are worth noting:

- the obligation to purchase energy by the so-called obliged seller (power company supplying energy to end users)³, which was produced before January 1, 2016, arises on the condition of offering all the energy, not only produced but also fed into the grid in the period of minimum 90 consecutive calendar days. Therefore an additional condition for guaranteeing energy purchase is feeding it into the distribution network.
- the purchase of electrical energy – just like before – will be at the sales price of energy on a competitive market announced quarterly by the President of the Energy Regulatory Office. The average price of electrical energy in the second quarter of 2015 was at the level of PLN 172.39/MWh.
- in case of installations with the capacity below 500 kW, the price at which the seller is obliged to

³ The ex officio supplier is nominated each year for the next year by the President of the Energy Regulatory Office among the suppliers of electrical energy in the territory of the particular operator of a distribution system, who is the supplier with the highest volume of its sales in the period from January 1 to August 31.

- w przypadku instalacji o mocy mniejszej niż 500 kW, cena po jakiej sprzedawca zobowiązany zakupić energię nie będzie zawierać opłaty za bilansowanie handlowe.
- obowiązek zakupu wytworzonej energii elektrycznej dotyczy również okresu rozruchu technologicznego, nie dłużej jednak niż 90 dni.
- wysokość jednostkowej opłaty zastępczej zostanie zamrożona na poziomie 300,03 zł za 1 MWh. W odróżnieniu od obecnych regulacji opłata zastępcza nie będzie podlegać corocznej waloryzacji.
- Towarowa Giełda Energii S.A. (TGE) została zobowiązana do monitorowania cen świadectw pochodzenia. Wprowadzono obowiązek przedstawienia Prezesowi URE świadectw pochodzenia do umorzenia bez możliwości uiszczenia opłaty zastępczej, gdy którakolwiek średnioważona cena świadectw pochodzenia sesyjnych transakcji giełdowych spadnie poniżej 75% wartości opłaty zastępczej. TGE będzie obowiązana do publikowania na swojej stronie internetowej miesięcznej i rocznej ceny średnioważonej.
- świadectwa pochodzenia nie będą przysługiwać dla energii elektrycznej wytworzonej w elektrowniach wodnych o mocy powyżej 5 MW
- świadectwa pochodzenia dla energii wytworzonej w dedykowanych instalacjach współspalania wielopaliwowego od 1 stycznia 2016 roku będą korygowane współczynnikiem 0,5. Wprowadzone zostały również limity ilościowe energii elektrycznej wytworzonej w dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego, dla której można będzie uzyskać świadectwo pochodzenia.

purchase energy will not include the fee for commercial balancing.

- the obligation to purchase produced electrical energy applies also to the period of technological start-up, however, not longer than 90 days.
- the value of a unit compensation fee will be frozen at the level of PLN 300.03 for 1 MWh. Unlike the current regulations, the compensation fee will not be subject to annual indexation.
- Towarowa Giełda Energii S.A. [Polish Power Exchange] (TGE) has been obligated to monitor the prices of certificates of origin. A duty has been implemented to submit certificates of origin for cancellation to the President of the Energy Regulatory Office without the possibility of paying a compensation fee if any average weighted price of certificates of origin at trading sessions falls below 75% of the value of compensation fee. TGE will be obliged to publish monthly and annual average weighted price on their website.
- certificates of origin will not be eligible for electrical energy produced in hydro power plants with the capacity exceeding 5 MW.
- certificates of origin for energy produced in dedicated multi-fuel firing combustion installations since January 1, 2016 will be corrected with a 0.5 coefficient. Also quantitative limits have also been introduced for electrical energy produced in a dedicated multi-fuel firing combustion installation, for which it will be possible to obtain a certificate of origin.

1.4 Wsparcie dla instalacji uruchomionych po 2016 roku

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 dniu pierwszej aukcji. Ustawa OZE nie odnosi się, w kontekście przyznania wsparcia w systemie aukcyjnym, do instalacji uruchomionych po 31 grudnia 2015 roku, lecz przed zakończeniem pierwszej aukcji. Oznacza to, że wytwórca w odniesieniu do energii wytworzonej do dnia wygranej aukcji nie będzie mógł liczyć ani na wsparcie w systemie świadectw pochodzenia, ani w systemie aukcyjnym. Jest to niewątpliwie luka legislacyjna, która powinna zostać usunięta w drodze nowelizacji Ustawy OZE. Sesje aukcyjne będą przeprowadzane w postaci elektronicznej za pośrednictwem internetowej platformy aukcyjnej. Aby aukcja została uznana za ważną, niezbędne jest złożenie przynajmniej trzech ofert.

Warunki uczestnictwa w aukcji

Ustawa OZE umożliwia udział w aukcji inwestycjom jeszcze niezrealizowanym. Do udziału w aukcjach będą jednak dopuszczani jedynie tacy wytwórcy, którzy

Support for installations launched after 2016

The RES Act introduces a completely new model of the support scheme based on contracts for differences, i.e. the so-called auction model. The auction system will apply to all producers who start production after the day of the first auction. In the context of granting support in the auction system, the RES Act does not refer to installations launched after December 31, 2015, but before closing the first auction. This means that with reference to energy produced until the day of the won auction, the producer will not be able to count either on support in the system of certificates of origin or in the auction system. It is clearly a loophole which should be eliminated through amending the RES Act.

Auction sessions will be held in an electronic form via an Internet auction platform. For the auction to be valid, minimum three offers must be submitted.

Conditions of participating in an auction

The RES Act allows incomplete investment projects to participate in auctions. Nevertheless, producers permitted to participate in auctions will be those who have

potwierdzą swoje przygotowanie do wytwarzania energii elektrycznej w danej instalacji. W tym celu zgłaszający do aukcji projekt OZE będzie musiał zostać pozytywnie zweryfikowany przez Prezesa URE w procedurze tzw. formalnej oceny. Przepisy regulujące zasady formalnej weryfikacji weszły już w życie (4 maja 2015 roku). Ustawodawca dał zatem wytwórcom możliwość przygotowania się wcześniej do udziału w aukcjach. Prezes URE jest zobligowany do przeprowadzenia procedury oceny formalnej w terminie 30 dni od złożenia wniosku o wydanie zaświadczenia. W toku postępowania wytwórca energii zamierzający przystąpić do aukcji będzie zobowiązany do udokumentowania stanu realizacji inwestycji poprzez przedłożenie:

- wypisu i wyrys z obowiązującego miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, dopuszczającego realizację inwestycji OZE,
- decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu, o ile brak będzie obowiązującego dla danego obszaru miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego,
- prawomocnego pozwolenia na budowę dla urządzeń służących do wytwarzania energii oraz wyprowadzania mocy (w praktyce dla infrastruktury kablowej), którego ważność w chwili złożenia wniosku nie może być krótsza, niż 6 miesięcy,
- warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej oraz umowy o przyłączenie do sieci, których ważność w chwili złożenia wniosku jest nie krótsza niż 6 miesięcy
- prawomocnej decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, której ważność w chwili złożenia wniosku jest nie krótsza niż 6 miesięcy,
- harmonogramu rzeczowego i finansowego realizacji budowy lub modernizacji instalacji lub oświadczenie o zrealizowaniu inwestycji.

Potwierdzenie pozytywnej oceny formalnej następuje poprzez wydanie zaświadczenia, którego ważność wynosi 12 miesięcy. Na odmowę wydania zaświadczenia przysługuje zażalenie do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów w terminie 7 dni od dnia doręczenia postanowienia.

Kolejnym warunkiem uczestnictwa w aukcji jest ustanowienie gwarancji bankowej lub wniesienie kaucji na rachunek Prezesa URE w wysokości 30 zł za 1 MW. Sposób, w jaki ustawodawca zdecydował się uregulować procedurę formalnej weryfikacji budzi kilka wątpliwości, które mogą ujawnić się w praktyce. Podstawowe niejasności dotyczą dokumentacji dołączanej do wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji.

W tym kontekście należy zwrócić uwagę na brak jasnej regulacji dotyczącej sytuacji, w której wnioskodawca (docelowy wytwórca) w momencie występowania o wydanie zaświadczenia nie posiadał w swoim majątku praw i obowiązków wymaganych decyzji na realizację inwestycji. W praktyce nie są obce sytuacje, gdzie inwestorzy zlecają wykonanie prac projektowych podmiotom trzecim, a decyzje oraz umowy zostają przeniesione

confirmed their readiness to produce electrical energy in a particular installation. To this end a RES project submitted for an auction will have to be positively vetted by the President of the Energy Regulatory Office in the procedure of the so-called formal assessment. Provisions regulating the rules of formal verification already came into force (on May 4, 2015). In this way the legislator offered producers a chance to prepare beforehand for the participation in auctions. The President of the Energy Regulatory Office is obligated to conduct the procedure of formal assessment within 30 days from applying for the certificate. During the procedure, the producer of energy who intends to participate in an auction will be obligated to document the advancement of the project by submitting:

- Excerpt from the binding zoning plan allowing for the execution of RES projects,
- Zoning decision as long as there is no zoning plan binding for the particular area,
- Legally binding building permit for the construction of devices used for production of energy and capacity take-off (in practice for cable infrastructure), whose validity at the time of submission cannot be shorter than 6 months,
- Conditions for connection to the power grid and contract for connection to the grid whose validity at the time of submission cannot be shorter than 6 months,
- Legally binding decision on environmental conditions whose validity at the time of submission cannot be shorter than 6 months,
- Schedule of works and expenditures for the execution of the project or modernization of the installation or a declaration of the project completion.

Confirmation of the positive formal assessment is the issuance of a certificate whose validity period is 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 within 7 days from delivering the decision.

The next condition for participation in an auction is establishing a bank guarantee or paying a deposit to the account of the President of the Energy Regulatory Office in the amount of PLN 30 for 1 MW.

The method used by the legislator to regulate the procedure of formal assessment raises several doubts which may emerge in practice. The basic ambiguities refer to documentation accompanying the application for the certificate allowing for participation in an auction. In this context attention must be paid to the lack of clear regulation concerning the situation in which the applicant (the ultimate producer) did not have the required decisions to execute the project among his rights and obligations at the time of applying for the certificate. In practice it is common to meet situations in which investors commission third parties to execute design works and the decisions and contracts are ceded only after the completion of the works. The RES Act does not directly order decisions and contracts to

dopiero po wykonaniu prac. Ustawa OZE nie nakazuje wprost, aby decyzje i umowy były „przepisane” na docelowego wytwórcę energii w momencie składania wniosku o wydanie zaświadczenia. Z drugiej strony celem postępowania jest dopuszczenie do aukcji wytwórcy, który zagwarantuje wywiązanie się z przyjętego na siebie obowiązku wytworzenia i dostarczenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. W tym kontekście Prezes URE może wymagać, aby docelowy wytwórca już na etapie składania wniosku był adresatem wszystkich decyzji administracyjnych i stroną umów.

Ustawa OZE nie przesądza również o możliwości wprowadzania zmiany w dokumentacji projektowej, jaką jest zmiana decyzji o pozwoleniu na budowę po uzyskaniu zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji. Przepisy Ustawy OZE nie precyzują ani kwestii dopuszczalności ani zakresu możliwych zmian. W tym kontekście Ustawa OZE nie daje odpowiedzi na pytanie, czy możliwe są zmiany w dokumentacji projektowej, niewymagające zmian decyzji administracyjnych, uzyskanych w procesie inwestycyjnym. Mowa tu przykładowo o przeprowadzeniu zmian o charakterze nieistotnego odstępstwa od projektu budowlanego, które nie wymagają uzyskania zamiennego pozwolenia na budowę. Problematiczna pozostaje kwestia przenoszalności zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji na inne podmioty w wyniku sprzedaży przedsiębiorstwa lub zorganizowanej jego części. Ustawa OZE nie daje też odpowiedzi na pytanie co do dopuszczalności wystąpienia do Prezesa URE o zmianę treści zaświadczenia, w zakresie wskazania nowego wytwórcy, bez konieczności przeprowadzania procedury oceny formalnego przygotowania instalacji OZE do wytwarzania energii elektrycznej.

Praktycznym problemem dla wytwórcy może stanowić termin ważności wydanego zaświadczenia. Pierwsza aukcja będzie ogłoszona przez Prezesa URE nie później niż 31 marca 2016 roku, a odbędzie się nie wcześniej, niż 30 dni od dnia jej ogłoszenia. Ponieważ zaświadczenia są ważne przez okres 12 miesięcy, część z wydanych w 2015 roku może wygasnąć jeszcze przed pierwszą aukcją. W konsekwencji wytwórcy, którzy zawczasu przygotowali się do aukcji mogą paradoksalnie zostać postawieni w gorszej pozycji i być zmuszeni do ponownego przejścia procedury formalnej oceny.

Termin i liczba aukcji w roku kalendarzowym

Ustawa OZE nie przesądza o tym, ile maksymalnie aukcji w danym roku kalendarzowym musi być przeprowadzanych. Prezes URE jest zobowiązany do przeprowadzenia co najmniej jednej aukcji w danym roku kalendarzowym. Data pierwszej aukcji zostanie ogłoszona do 1 marca 2016 roku. Ostatnia aukcja będzie mogła zostać rozstrzygnięta nie później niż do 30 czerwca 2021 roku. Energia przeznaczona do sprzedaży w ramach danej aukcji zostanie podzielona na odrębne „koszyki”, w ramach których składane będą oferty sprzedaży. Odrębna pula energii będzie przeznaczona dla:

be “ceded” to the ultimate producer of energy at the time of submitting an application for a certificate. On the other hand, the aim of the proceedings is to allow such a producer to participate in an auction who will guarantee fulfilling the undertaken obligation to produce and supply electrical energy from renewable energy sources. In this context the President of the Energy Regulatory Office can request that the ultimate producer is the addressee of all administrative decisions and a party to all contracts already at the stage of submitting an application.

The RES Act also does not provide for the possibility of implementing a change in the design documentation, which is a change of the decision concerning the building permit after obtaining a certificate allowing for participation in an auction. The provisions of the RES Act do not define either the admissibility or the scope of possible changes. In this context the RES Act does not answer the question of the possibility of changes in design documentation which do not require changes of administrative decisions obtained in the investment process. This, for example, refers to implementation of changes which have a character of insignificant deviation from the building permit design, which do not require obtaining a substitute building permit. The problem still lies with the question of ceding the certificate allowing for participation in an auction to other entities as a result of a sale of an enterprise or its organized part. The RES Act also does not answer the question of admissibility to apply to the President of the Energy Regulatory Office to change the content of the certificate within the scope of nominating a new producer without the necessity to carry out the procedure of the formal assessment of readiness of RES installation to produce electrical energy.

The practical problem facing the producer may be the validity period of the issued certificate. The first auction will be announced by the President of the Energy Regulatory Office not later than on March 31, 2016, and it will be held not earlier than 30 days from the day on which it was announced. Since the certificates are valid for 12 months, some of them issued in 2015 may already expire before the first auction. Consequently the producers who prepared for auctions in advance may paradoxically be placed in a worse situation and be forced to undergo the procedure of formal assessment once again.

Dates and number of auctions in a calendar year

The RES Act does not determine how many auctions must be held maximally in a particular calendar year. The President of the Energy Regulatory Office is obligated to hold at least one auction in a given calendar year. The date of the first auction will be announced by March 1, 2016. The last auction will have to be settled not later than by June 30, 2021. The energy allocated for sale within a particular auction will be divided into separate “baskets” within which sales offers will be made. A separate quota of energy will be allocated for:

- instalacji o mocy nie większej niż 1 MW, o stopniu wykorzystywania mocy zainstalowanej energii elektrycznej mniejszej niż 4 000 MWh/MW/rok,
- instalacji o mocy nie większej niż 1 MW, o stopniu wykorzystywania mocy zainstalowanej energii elektrycznej co najmniej 4 000 MWh/MW/rok,
- instalacji o mocy powyżej 1 MW, o stopniu wykorzystywania mocy zainstalowanej energii elektrycznej mniejszej niż 4 000 MWh/MW/rok,
- instalacji o mocy powyżej 1 MW, o stopniu wykorzystywania mocy zainstalowanej energii elektrycznej co najmniej 4 000 MWh/MW/rok.

Dodatkowo, Prezes URE przeprowadzi aukcję uzupełniającą, gdy w aukcji na wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł o mocy nie większej niż 1 MW złożone oferty nie pokryły maksymalnej ilości i wartości energii jaka może zostać sprzedana w tej aukcji o co najmniej 10%. W aukcji uzupełniającej będą mogły wziąć udział instalacje o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW i stopniu mocy zainstalowanej energii elektrycznej większym niż 4 000 MWh/MW/rok.

Czynniki determinujące wysokość wsparcia w aukcji

Wysokość wsparcia, jaką wytwórcy energii elektrycznej będą mogli uzyskać w drodze aukcji zależeć będzie od następujących czynników:

- ilości i wartości energii, jaka będzie mogła być zakontraktowana w drodze aukcji. Do 31 października każdego roku Rada Ministrów określi, jaka ilość energii będzie zakupiona w drodze aukcji. W ramach tej puli co najmniej 25% energii elektrycznej objętej systemem aukcyjnym powinno zostać wytworzone w małych instalacjach o mocy do 1 MW. Na 2016 rok maksymalną ilość wyprodukowanej energii elektrycznej określono na poziomie 50 449 950 MWh o maksymalnej wartości 18 201 331 716 zł dla wszystkich rodzajów OZE. W ramach powyższej puli dla instalacji OZE o stopniu wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszym niż 4 000 MWh/MW/rok przewidziano maksymalnie 30 907 350 MWh. Odrębne ilości i wartości energii elektrycznej, która może zostać sprzedana w drodze aukcji, określono dla instalacji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, tj.: 12 612 488,00 MWh o wartości 5 927 933 456 zł. Nie przewidziano zakupów energii elektrycznej w drodze aukcji w 2016 roku z instalacji zmodernizowanych⁴.
- ceny referencyjnej, tj. maksymalnej ceny sprzedaży energii, jaką wytwórcy mogą zaoferować w aukcji.

⁴ Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 czerwca 2015 roku, w sprawie ilości i wartości energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii która może być sprzedana w drodze aukcji w 2016 r. (Dz.U. z 2015 r. poz. 975). Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 11 sierpnia 2015 roku, w sprawie ilości i wartości energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, jaka powinna zostać sprzedana w drodze aukcji w 2016 r. (Dz.U. z 2015 r. poz. 1396).

- Installations with capacity not exceeding 1 MW, with installed electrical capacity utilization factor below 4,000 MWh/MW/year;
- Installations with capacity not exceeding 1 MW, with installed electrical capacity utilization factor at least 4,000 MWh/MW/year;
- Installations with capacity exceeding 1 MW, with installed electrical capacity utilization factor below 4,000 MWh/MW/year;
- Installations with capacity exceeding 1 MW, with installed electrical capacity utilization factor at least 4,000 MWh/MW/year.

Additionally the President of the Energy Regulatory Office will hold a supplementary auction if during an auction for producing electrical energy from sources with capacity not exceeding 1 MW, submitted offers did not cover the maximum amount and value of energy which can be sold in this auction by at least 10%.

The supplementary auction will be open for installations with the total installed capacity not exceeding 2 MW and the installed electrical capacity factor higher than 4,000 MWh/MW/year.

Factors determining the value of support in an auction

The value of support which the producers of electrical energy will be able to obtain in an auction will depend of the following factors:

- Amount and value of energy possible to be contracted through an auction. By October 31 of each year the Council of Ministers will define what amount of energy will be purchased through auctions. Within this amount, 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. For 2016 the maximum amount of produced electrical energy was defined at the level of 50,449,950 MWh with the maximum value of PLN 18,201,331,716 for all RES types. As part of this amount, RES installations with the installed electrical capacity utilization factor below 4,000 MWh/MW/year were assigned maximum 30,907,350 MWh. Separate amounts and values of electrical energy which can be sold through auctions were defined for installations with the total installed electrical capacity not exceeding 1 MW, i.e. 12,612,488.00 MWh with the value of PLN 5,927,933,456. Purchase of electrical energy through auctions in 2016 from modernized installations was not provided for⁴.
- Reference price, i.e. the maximum sales price of energy which producers can offer during auctions. The level of

⁴ Regulation of the Minister of the Economy dated June 18, 2015, on the amounts and values of electrical energy produced in renewable energy source installations which can be sold through auctions in 2016 (Journal of Laws of 2015, Item 975). Regulation of the Minister of the Economy dated August 11, 2015, on the amounts and values of electrical energy produced in renewable energy source installations with the total installed electrical capacity below 1 MW which should be sold through auctions in 2016 (Journal of Laws of 2015, Item 1396).

Poziom cen referencyjnych będzie wyznaczać również wysokość maksymalnego wsparcia w ramach pomocy publicznej, które wytwórca będzie mógł otrzymać poza wsparciem uzyskanym w aukcji. Ceny referencyjne na 2016 rok zostaną ogłoszone do końca 2015 roku w drodze rozporządzenia Ministra Gospodarki. Ceny referencyjne będą ustalane oddzielnie dla poszczególnych technologii i rodzajów źródeł energii oraz mocy zainstalowanej instalacji. 15 września 2015 roku został opublikowany projekt Rozporządzenia w sprawie ceny referencyjnej, która obowiązywać będzie w 2016 roku. Projekt zakłada cenę referencyjną dla instalacji wykorzystujących energię wiatru na lądzie o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW w kwocie 415 zł/MWh oraz 385 zł/MWh dla instalacji o mocy większej niż 1 MW. Natomiast dla instalacji OZE wykorzystujących energię wiatru na morzu, cena referencyjna wyniesie 470 zł/MWh. Dla porównania: ceny referencyjne dla fotowoltaiki o mocy do 1 MW mają wynieść 465 zł/MWh, a fotowoltaiki o mocy powyżej 1 MW – 445 zł/MWh.

- Liczby uczestników aukcji, tj. zainstalowanej mocy przyłączeniowej instalacji, jaka przystąpi do aukcji.

Sprzedaż energii zakontraktowanej w aukcji

Oferty w aukcji uczestnicy będą przekazywać za pomocą formularza zamieszczonego na internetowej platformie aukcyjnej. W treści oferty należy podać przede wszystkim ilość energii w MWh z ceną wyrażoną w polskich złotych, z dokładnością do jednego grosza za 1 MWh, jaką wytwórca zobowiązuje się wytworzyć w okresie 15 lat. W przypadku źródeł o stopniu wykorzystywania mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszym niż 4 000 MWh/MW/rok dodatkowo należy podać planowaną do wytworzenia ilość energii w następujących po sobie latach kalendarzowych.

Uczestnik aukcji będzie zobowiązany do rozpoczęcia wytwarzania energii z danej instalacji w terminie 48 miesięcy (72 miesiące dla morskich farm wiatrowych) od dnia jej zamknięcia. Uczestnik, który wygrał aukcję, uzyska gwarancję sprzedaży energii po ustalonej, stałej cenie przez okres wsparcia. Cena ta będzie podlegać co rocznej waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych z poprzedniego roku kalendarzowego.

Jeżeli wytwórca nie rozpocznie produkcji we wskazanym terminie, będzie mógł przystąpić do aukcji na sprzedaż energii w danej instalacji po trzech latach od upływu powyższego terminu 48 miesięcy (72 miesięcy dla morskich farm wiatrowych). Biorąc pod uwagę, że aukcje będą organizowane najpóźniej do 2021 roku, dana instalacja będzie pozbawiona możliwości uzyskania wsparcia. Ustawa OZE nie przewiduje kar, czy innych negatywnych konsekwencji dla wytwórców, składających zaniżone oferty. W konsekwencji, może to prowadzić do powstania zjawiska „underbiddingu”, tj. składania ofert sprzedaży energii poniżej poziomu opłacalności inwestycji. Tego rodzaju praktyki może uzasadniać możliwość łączenia

reference prices will also define the level of maximum support within state aid which the producer will be able to obtain apart from the support obtained in an auction. Reference prices for 2016 will be announced by the end of 2015 through a regulation of the Minister of the Economy. Reference prices will be established separately for particular technologies and types of energy sources and installed capacities of installations. On September 15, 2015, a draft of the Regulation was published concerning the reference price binding in 2016. The draft assumes the reference price for installations using wind energy on land with the total installed electrical capacity below 1 MW in the amount of PLN 415/MWh and PLN 385/MWh for installations exceeding 1 MW. Whereas for RES installations which use offshore wind energy, the reference price will be PLN 470/MWh. In comparison, the reference prices for photovoltaics with the capacity up to 1 MW should reach PLN 465/MWh and for photovoltaics with capacity exceeding 1 MW - PLN 445/MWh.

- Number of auction participants, i.e. installed connection capacity of the installations which will participate in an auction.

Sales of energy contracted in an auction

Offers in an auction will be submitted by participants through a form available in the Internet auction platform. The content of the offer should include above all the amount of energy in MWh with the price expressed in PLN accurate to 1 grosz per 1 MWh, which the producer undertakes to generate in the period of 15 years. Sources with installed electrical capacity utilization factor below 4,000 MWh/MW/year additionally should provide the amount of energy planned to be generated in consecutive calendar years.

A participant of an auction will be obligated to start to produce energy in a particular installation within 48 months (72 months for offshore wind farms) from the date of its completion. A participant who wins an auction will receive a guarantee of energy sales at the defined fixed price for the duration of support. This price will be indexed annually by the average annual consumer price index from the previous calendar year.

If the producer fails to start generation on the indicated date, he will be able to participate in an auction for sale of energy from a particular installation after three years from the passing of the above-mentioned period of 48 months (72 months for offshore wind farms). Taking into account that auctions will be organized until 2021 at the latest, the particular installation will not have the possibility to receive support.

The RES Act does not provide for penalties or other negative consequences for producers who make deflated offers. This may lead, as a consequence, to the phenomenon of underbidding, i.e. making energy sale offers below the investment profitability threshold. Such practices may be justified by the possibility of combining the support obtained through an auction with obtaining

wsparcia uzyskanego w aukcji, z pozyskaniem dofinansowania w ramach pomocy publicznej z innych źródeł do wysokości ceny referencyjnej.

Sprzedaż energii wytworzonej przez instalacje o mocy zainstalowanej ponad 500 kW będzie odbywać się po cenie rynkowej w ramach transakcji giełdowych lub umów bilateralnych. Wytwórcy będą jednak zawierać kontrakty różnicowe (Kontrakty CFD) ze spółką celową Skarbu Państwa, tj. Operatorem Rozliczeń Energii Odnawialnej S.A. (OREO). Na podstawie Kontraktów CFD rozliczone zostanie saldo pomiędzy średnią ceną rynkową energii elektrycznej, a ceną zakontraktowaną w aukcji. Kwota stanowiąca ujemne saldo pomiędzy ceną uzyskaną na giełdzie, a ceną uzyskaną w aukcji, będzie wypłacana przez OREO. Gdy wytwórca sprzeda energię po cenie wyższej od ceny ustalonej w aukcji to będzie zobowiązany do zwrotu różnicy.

OREO będzie pokrywała ujemne saldo na podstawie wniosku wytwórcy w terminie 30 dni. Dodatkowo saldo jest zwracane do OREO przez wytwórcę w sześciu równych ratach pod koniec okresu wsparcia.

Energia wytwarzana w instalacjach o mocy poniżej 0,5 MW będzie zakupiona przez sprzedawców zobowiązanych po stałych cenach ustalonych w aukcjach (metoda pay-as-bid). W tym przypadku to sprzedawcy zobowiązani rozliczą z OREO saldo pomiędzy średnią ceną rynkową a ceną płaconą beneficjentom. W przypadku instalacji o mocy poniżej 0,5 MW koszty bilansowania handlowego będzie ponosić sprzedawca z urzędu.

Aukcje dla instalacji uruchomionych przed rokiem 2016

Instalacje, z których energia elektryczna została wytworzona po raz pierwszy przed wejściem w życie nowych zasad wsparcia oraz instalacje zmodernizowane po tej dacie, będą mogły pozostać przy systemie opartym na świadectwach pochodzenia lub przejść do systemu aukcyjnego. Jeżeli wytwórca nie wygra aukcji, w dalszym ciągu będzie uprawniony do uzyskiwania świadectw pochodzenia. Poniżej zwracamy uwagę na najistotniejsze regulacje dotyczących aukcji organizowanych dla instalacji uruchomionych przed 1 stycznia 2016 roku:

- dla instalacji uruchomionych przed 1 stycznia 2016 roku odbędzie się odrębna aukcja. Będzie ona przeprowadzana z podziałem na koszyki dla źródeł energii o stopniu wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej co najmniej 4 000 MWh/MW/rok, źródeł o stopniu wykorzystywania mocy powyżej tej wartości oraz instalacji do 1 MW.
- maksymalna ilość i wartość energii elektrycznej, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 2016 roku z instalacji uruchomionych przed 1 stycznia 2016 roku, które złożyły deklarację o przystąpieniu do aukcji, została określona na poziomie 4 736 044 MWh o maksymalnej wartości 1 804 338 104,00 zł. Dla instalacji o mocy do 1 MW ilość ta wyniesie maksymalnie 1 184 011 MWh o wartości maksymalnie 451 084 526,00 zł.

subsidies as part of state aid for other sources up to the value of the reference price.

Sales of energy produced by installations with installed capacity exceeding 500 kW will be at the market price as part of exchange transactions or bilateral contracts. Nevertheless the producers will enter into contracts for differences (CFD) with the special purpose State Treasury company, i.e. Operator Rozliczeń Energii Odnawialnej S.A. [Renewable Energy Settlement Operator] (OREO). Based on CFD contracts the balance will be settled between the average market price of electrical energy and the price contracted at an auction. The amount constituting a negative balance between the price obtained at the exchange and the price obtained in an auction will be paid by OREO. If the producer sells energy at a price higher than set in an auction, the difference will have to be returned.

OREO will cover the negative balance based on the application of the producer within 30 days. The positive balance is returned to OREO by the producer in six equal instalments at the end of the support period.

Energy generated in installations with the capacity below 0.5 MW will be purchased by obliged sellers at fixed prices established at auctions (pay-as-bid method). In this case the obliged sellers will have to settle the balance with OREO between the average market price and the price paid to beneficiaries. For installations with capacity below 0.5 MW, the cost of commercial balancing will be covered by the ex officio supplier.

Auctions for installations launched before 2016

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 switch to the auction system. If the producer does not win an auction, he will still be entitled to receive certificates of origin. Below we would like to highlight the most important regulations concerning auctions organized for installations launched before January 1, 2016:

- for installations launched before January 1, 2016, a separate auction will be held. It will be divided into baskets for energy sources with electrical capacity utilization factor at least 4,000 MWh/MW/year, sources with electrical capacity utilization factor exceeding this value, as well as for installations up to 1 MW.
- the maximum amount and value of electrical energy which can be sold through an auction in 2016 from installations launched before January 1, 2016, which submitted a declaration to participate in an auction, was set at the level of 4,736,044 MWh with the maximum value of PLN 1,804,338,104.00. For installations with the capacity up to 1 MW, the amount will reach the maximum of PLN 1,184,011 MWh with the maximum value of PLN 451,084,526.00.
- the maximum price of the offer (the so-called reference price) will constitute the total of average sales price of

- cena maksymalna oferty (tzw. cena referencyjna), będzie stanowił sumę średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej z OZE na rynku konkurencyjnym w poprzednim kwartale oraz kwoty 239,83 zł za 1 MWh.
- łączny okres wsparcia dla instalacji objętych mechanizmem opartym na świadectwach pochodzenia, będzie wynosił 15 lat, jednak nie dłużej niż do 31 grudnia 2035 roku, przy czym okres ten liczy się od dnia wytworzenia energii, potwierdzonego świadectwem pochodzenia. Okres ten nie będzie ulegał przedłużeniu po przejściu istniejącej instalacji do systemu aukcyjnego.

1.5 Mikroinstalacje

Odrębne zasady wsparcia dotyczą mikroinstalacji, czyli źródeł OZE o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 40 kW, przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV. Oprócz mikroinstalacji, Ustawa OZE określa także zasady zakupu nadwyżek energii elektrycznej od prosumentów, tj. wytwórców energii elektrycznej z OZE w mikroinstalacji, będących osobami fizycznymi niewykonywającymi działalności gospodarczej, którzy wytwarzają energię elektryczną w celu jej zużycia na własne potrzeby.

Sprzedawca zobowiązany ma obowiązek zakupu energii elektrycznej z mikroinstalacji oraz niewykorzystanej energii elektrycznej wyprodukowanej przez prosumentów za cenę 100% średniej ceny sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym w poprzednim kwartale. Powyższa cena nie zawiera opłaty za bilansowanie handlowe.

Warunkiem zakupu energii elektrycznej jest jej wprowadzenie do sieci dystrybucyjnej operatora.

Obowiązek zakupu powstaje od pierwszego dnia wprowadzenia tej energii do sieci dystrybucyjnej i trwa przez okres kolejnych 15 lat, nie dłużej niż do 31 grudnia 2035 roku, przy czym w zakresie mikroinstalacji zmodernizowanych po 1 stycznia 2016 roku, obowiązek ten został znacząco skrócony: do 6 miesięcy od dnia wejścia w życie nowych zasad wsparcia.

W zakresie mikroinstalacji o mocy zainstalowanej do 10 kW, Ustawa OZE wprowadzi system taryf gwarantowanych (tzw. feed-in-tariffs). Sprzedawca zobowiązany będzie obowiązywać do zakupu energii elektrycznej z instalacji wykorzystujących siłę wiatru na lądzie o mocy do 3 kW za stałą cenę 0,75 zł za 1 kWh. W zakresie mikroinstalacji o mocy powyżej 3 kW do 10 kW, cena wynosić będzie 0,65 zł za 1 kWh. Sprzedawca zobowiązany ma obowiązek zakupu energii przez okres 15 lat, liczony od dnia oddania instalacji do użytkowania.

1.6 Instalacje OZE realizowane etapowo

Ustawa OZE nie udziela odpowiedzi na pytanie dotyczące zasad wsparcia produkcji energii elektrycznej z instalacji OZE, która zostanie uruchomiona etapami. W szczególności w przypadku, jeżeli dla instalacji OZE uzyskano jedno warunki i jedną umowę przyłączenia do sieci. W powyższym przypadku nie jest jasne,

electrical energy from RES on a competitive market in the preceding quarter and the amount of PLN 239.83 for 1 MWh.

- the total period of support for installations covered by the mechanism based on certificates of origin will be 15 years, however not longer than until December 31, 2035, whereas this period is calculated from the day of producing energy confirmed by the certificate of origin. This period will not be extended after the existing installation shifts to the auction system.

Micro-installations

Separate rules of support apply to the so-called micro-installations, i.e. RES sources with the total installed electrical capacity below 40 kW connected to the grid with the rated voltage below 110 kV. Apart from micro-installations the RES Act also defines the rules of purchase of surplus of electrical energy from prosumers i.e. producers of electrical energy from RES in a micro-installation, who are natural persons not conducting business activity and who produce electrical energy for their own use.

The obliged seller has a duty to purchase electrical energy from micro-installations and unused electrical energy generated by prosumers for 100% of the average energy sales price on a competitive market in the preceding quarter. The aforementioned price does not include the fee for commercial balancing.

The condition for purchase of electrical energy is feeding it into the distribution network of the operator.

The obligation of purchase appears on the first day of feeding the energy into the distribution network and lasts for the following 15 years, however not longer than until December 31, 2035, whereas in the case of micro-installations modernized after January 1, 2016, this obligations was drastically shortened to 6 months from the day of the new rules of support coming into force.

In the case of micro-installations with installed capacity up to 10 kW, the RES Act will introduce a guaranteed feed-in-tariff system. The obliged seller will have a duty to purchase electrical energy from installations using wind power on land with capacity up to 3 kW for the fixed price of PLN 0.75 for 1 kWh. For micro-installations with capacity exceeding 3 kW up to 10 kW, the price will be PLN 0.65 for 1 kWh. The obliged seller will have a duty to purchase energy for the period of 15 years calculated from the day of commissioning the installation for use.

RES installations executed in stages

The RES Act does not answer the questions concerning the rules of support for generation of electrical energy from RES installation which is launched in stages. Particularly if one RES installation obtained one set of conditions and one contract for connection to the grid. In such a case it is not clear which rules of receiving

na jakich zasadach będą otrzymywać wsparcie kolejne etapy inwestycji OZE, które zostaną przyłączone do sieci i uzyskają wsparcie w drodze odrębnych aukcji.

Wynika to z braku regulacji co do sposobu rozliczania energii z etapowo realizowanego źródła OZE, w sytuacji rozliczenia wprowadzonej do sieci energii przy pomocy wyłącznie jednego urządzenia pomiarowo-rozliczeniowego. Taki problem może powstać, gdy dla poszczególnych etapów uzyskano inną wysokość wsparcia, co będzie miało miejsce w każdym przypadku inwestycji realizowanej etapowo. Rozwiązaniem tego problemu mogłoby być przyjęcie jednolitej ceny, po której energia elektryczna będzie sprzedawana ze wszystkich etapów inwestycji. Niestety Ustawa OZE tego nie precyzuje.

Kolejne etapy inwestycji mogą być traktowane, jako modernizacja instalacji OZE, o ile spełnią określone w Ustawie warunki, tj. w związku z realizacją kolejnego etapu nastąpił przyrost łącznej mocy zainstalowanej oraz nakłady na modernizację tej instalacji wyniosły co najmniej 30% wartości początkowej zmodernizowanej instalacji.

Powyższe wątpliwości związane z etapowym przyłączeniem do sieci instalacji OZE, niewątpliwie powinny zostać wyjaśnione w drodze nowelizacji Ustawy OZE.

1.7 Etap projektowy realizacji elektrowni wiatrowych

W kontekście przepisów Ustawy OZE dotyczących procedury przeprowadzenia oceny formalnej instalacji OZE, istotny jest etap projektowy realizowania elektrowni wiatrowej. 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 prawomocnej 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 przyłączenia do sieci. Okres ważności powyższych dokumentów nie może być krótszy niż 6 miesięcy. 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.

support will apply to the following stages of RES project, which ones will be connected to the grid and which will receive support through individual auctions.

This results from the lack of regulations concerning the method of settling energy from a RES source executed in stages, in a situation of settling the energy fed into the grid using only one measurement and settlement device. Such a problem may arise if individual stages received a different value of support, which will happen for every project executed in stages. A solution to this problem could be the adoption of a uniform price at which electrical energy will be sold from all stages of the investment. Unfortunately, it has not been stipulated by the RES Act.

The following stages of the investment may be treated as a modernization of a RES installation as long as the statutory conditions have been met, i.e. due to the execution of the next stage, there was an increase of the total installed capacity and the outlays on the modernization of this investment were at least 30% of the initial value of the modernized installation.

The doubts presented above related to the connection of RES installation to the grid in stages should definitely be addressed in the amendment of the RES Act.

Design stage of the execution of wind power plants

In the context of the provisions of the RES Act referring to the procedure of conducting formal assessment of RES installations, the design stage of executing a wind power plant 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 legally binding 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 excerpt 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. The validity period of the aforementioned documents cannot be shorter than 6 months.

During the procedure of formal assessment the President of the Energy Regulatory Office 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.

2 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 jej uruchomienia. Ważne jest, o czym często się zapomina, aby tytuł prawny został pozyskany dla całej infrastruktury, 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 wiatrowej, ale również prowadzenie napraw, konserwacji oraz ewentualnej modernizacji. Nieprawidłowe pozyskanie tytułu prawnego do nieruchomości może znacząco przedłużyć ramy czasowe realizacji inwestycji.

2.1 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 pozyskiwanie tytułu prawnego w formule ograniczonych praw rzeczowych lub umów o charakterze cywilnoprawnym.

2.2 Umowa dzierżawy

Umowa dzierżawy jest najpowszechniej 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

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 its launch. It is important, but often forgotten, that the legal title must be obtained for all the infrastructure, including transmission infrastructure, transformer stations, access roads, right for the rotor blades to enter neighbouring 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 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 farms 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 choose 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

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 wydierżawiającego. Warunkiem wyłączającym 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 nieruchomości⁵. 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 lata⁶.
- 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 np. 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, wyróżniającą ją od innych typów umów, jest pobieranie pożytków z przedmiotu dzierżawy.

⁵ 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 wydierżawiającym będzie spółka matka inwestora, zostanie wykluczone ryzyko przeprowadzenia egzekucji z majątku wydierżawiającego.

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

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 the possibility of terminating the lease 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 estate⁵. 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 years⁶.
- 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 for example 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

⁵ 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.

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

W tym kontekście kontrowersję wzbudzało wykazanie pobierania pożytków z przedmiotu dzierżawy przez operatora elektrowni wiatrowych. Zgodnie z orzeczeniem Sądu Najwyższego z 5 października 2012 roku⁷, 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 zapewnienia innych 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 roku⁸. 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, do przepisów kodeksu cywilnego dotyczących umowy dzierżawy.

2.3 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, co eliminuje 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.

2.4 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

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, 2012⁷, 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 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 ruling of the Supreme Court dated February 7, 2013⁸. 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 ruling 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

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

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

⁷ Ruling of the Supreme Court dated October 5, 2012, ref. no. IV CSK 244/12.

⁸ Ruling of the Supreme Court dated February 7, 2013, ref. no. II CSK 230/12

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.

2.5 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 roku⁹, 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.

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

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.

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, 2013⁹, 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.

⁹ Ruling of the Supreme Court dated November 14, 2013, ref. no. II CSK 69/2013

- 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.
- Kwestia zwolnienia odpłatnego ustanowienia służebności przesyłu od podatku dochodowego od osób fizycznych była do tej pory kontrowersyjna. 21 maja 2014 roku Minister Finansów¹⁰ 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 roku¹¹. 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.

2.6 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 elektrycznej¹². 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.

¹⁰ Interpretacja ogólna (DD3/033/126/CRS/14/RD-46264/14)

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

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

- 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.
- 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 Finance¹⁰ in the general interpretation changed the position held so far deciding that the revenues from the transmission easement are not covered by the income tax. The Supreme Administrative Court in the ruling dated June 25, 2013¹¹ 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 energy¹² 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.

¹⁰ General interpretation (DD3/033/126/CRS/14/RD-46264/14)

¹¹ Ruling of the Supreme Administrative Court dated June 25, 2013, ref. no. II FSK 2131/11.

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

- 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 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.

- 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 a permit under the Act on Water Law 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 the Act on Water Law 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 defence 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.

3 Planowanie i zagospodarowanie przestrzenne

3.1 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 terenu¹³. Rada Gminy uchwalając MPZP, powinna zapewnić, aby jego zapisy nie naruszały postanowień wcześniej uchwalonego Studium.

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

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 land¹³. By adopting the MPZP, the Commune Council should guarantee that its provisions do not infringe the provisions of the previously adopted Study.

¹³ 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).

Dokonując wyboru lokalizacji farmy wiatrowej, konieczna jest szczegółowa weryfikacja sytuacji planistycznej na danym obszarze. Niekiedy uwarunkowania na danym obszarze wręcz wykluczają 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 zależeć, 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 do niego uwag. 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

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 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 lands 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 decision or building permit. 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 the 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 thereto. Failing to, fulfill 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 drawing up the act of law of municipal units is not required – any infringement of the law in the process of its adoption suffices.
- The relevant voivode 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 voivode at any time will be able to appeal against the existing MPZP to 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

przypadku dla oceny zasięgu oddziaływania rozwiązań przyjętych w 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 realizację¹⁴. 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 roku¹⁵, 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 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.
- Od 10 października 2015 roku, z obowiązku uzyskania zgody ministra na zmianę przeznaczenia gruntów na cele rolnicze zostaną wyłączone kategorie gruntów, które spełniają łącznie cztery wymienione w ustawie przesłanki. Po pierwsze, nie będą wymagać zgody na zmianę przeznaczenia grunty, których co najmniej połowa powierzchni każdej zwartej części gruntu zawiera się w obszarze zwartej zabudowy. Po drugie, położone są w odległości nie większej niż 50 m od granicy najbliższej działki budowlanej w rozumieniu przepisów ustawy o gospodarce nieruchomościami. Po trzecie, położone są w odległości nie większej niż 50 metrów od drogi publicznej w rozumieniu przepisów ustawy o drogach publicznych. Po czwarte, ich powierzchnia nie przekracza 0,5 ha, bez względu na to, czy stanowią jedną całość, czy stanowią kilka odrębnych części.

3.2 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. Ze względu na krótszy proces pozyskiwania dokumentacji, Decyzja WZ stała się podstawowym instrumentem planowania przestrzennego w zakresie lokalizacji siłowni

each individual case in order to assess the range of influence of resolutions adopted in MPZP.

- 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 impossible¹⁴. 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, 2013¹⁵, location of the project of the wind farm on farming lands 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 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.
- From October 10, 2015, the obligation to obtain the consent of the Minister to change the status of the land for farming purposes does not apply to lands which jointly meet four premises listed in the Act. First of all, a permission will not be required for lands of which at least half of the area of each compact part of the land is included in the area of compact development. Second of all, they are located at the distance not more than 50 m from the border on the nearest construction parcel in the understanding of the regulations of the Real Estate Management Act. Third of all, they are located at the distance not more than 50 meters from a public road in the understanding of the Act on Public Roads. Fourth of all, their area does not exceed 0.5 ha irrespective if they constitute one whole or several individual parts.

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. Due to the shorter period of obtaining documentation, the WZ Decision has become the basic instrument of zoning planning for locations of wind power plants,

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

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

¹⁴ Ruling of the Supreme Administrative Court dated March 12, 2013, ref. no. I OSK 1761/12.

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

wiatrowych, powodując jednocześnie liczne konflikty na gruncie lokalnym. Na dzień sporządzania niniejszego raportu większość elektrowni wiatrowych jest lokalizowana w oparciu o Decyzję WZ. Taka sytuacja może jednak ulec zmianie, ponieważ w Sejmie¹⁶ trwają prace nad zmianą obowiązujących przepisów w zakresie wprowadzenia zakazu lokalizacji instalacji OZE na podstawie Decyzji WZ. Instalacje OZE miałyby zostać lokalizowane na podstawie MPZP, z wyłączeniem mikroinstalacji, których lokalizacja byłaby nadal dopuszczalna na podstawie Decyzji WZ. W obecnym stanie prawnym, uzyskanie Decyzji WZ jest 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 na określenie wymagań dla nowej zabudowy („zasada dobrego sąsiedztwa”). Zasada dobrego sąsiedztwa nie ma zastosowania do obiektów liniowych i urządzeń infrastruktury technicznej,
- nieruchomości ma zapewniony dostęp do drogi publicznej, przy czym warunek ten nie musi być spełniony w przypadku obiektów liniowych i urządzeń infrastruktury technicznej,
- nieruchomości nie wymaga zmiany przeznaczenia gruntów rolnych na cele nierolnicze w MPZP. Warunek ten wyłącza możliwość wnioskowania o Decyzję WZ dla nieruchomości od 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 przypadku 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 stosowały taką możliwość. Zgodnie z orzecznictwem sądowym¹⁷, 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 orzecznictwa sądowego,

simultaneously causing numerous conflicts on the local level. As of the date of preparing this report, the majority of wind farms are located pursuant to the WZ Decision. This situation may change, however, since there are ongoing works in the Sejm¹⁶ to change the existing regulations with reference to the ban on locating RES installations pursuant to WZ Decision. RES installations would be located pursuant to the MPZP with the exception of micro-installations, whose location would still be acceptable pursuant to the WZ Decision. In the current legal situation, obtaining the WZ Decision is possible if there is no binding MPZP for the particular area and the following conditions will be fulfilled jointly:

- At least one neighbouring parcel from the same public road is developed in a manner which allows for defining requirements for new developments (“good neighbour policy”). The good neighbour 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 the 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 neighbour 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 neighbour 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 provided for such a possibility. According to the jurisprudence¹⁷, 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

¹⁶ Projekt ustawy o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym i ustawy prawo budowlane, druk 3640.

¹⁷ 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)

¹⁶ The Bill amending the Zoning Plans and Land Development Act and the Construction Law, printed matter 3640.

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

siłownie wiatrowe powinny być traktowane jako urządzenia infrastruktury technicznej¹⁸.

Ustawa o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym jest też niekiedy interpretowana przez organy właściwe do wydania Decyzji WZ 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 środowisko¹⁹. Na tej podstawie organy odmawiają wydania Decyzji WZ dla lokalizacji siłowni wiatrowych, nawet jeżeli na danym terenie nie obowiązuje MPZP.

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.

3.3 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 publiczne²⁰, 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 administracyjnych²¹ zdarzało się, że Decyzje Celu Publicznego wydawane dla siłowni wiatrowych są uznawane za wydane z rażącym naruszeniem prawa. Decyzji

pursuant to the current jurisprudence, wind farms should be treated as technical infrastructure equipment¹⁸.

The Act on Zoning Plans and Land Development is occasionally interpreted by the 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 of these devices on the environment¹⁹. 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 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 purpose²⁰, as long as the conditions set forth in the Act on Zoning Plans 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 courts²¹ it happened that Public Purpose Decisions issued for wind farms are treated as decisions issued with gross infringement of the law. A Public Purpose

¹⁸ 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).

¹⁹ Patrz art. 15 ust. 2 pkt. 3a) ustawy z 27 marca 2003 roku o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym.

²⁰ 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).

²¹ Wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Warszawie z 19 czerwca 2013 roku IV SA/Wa 750/13.

¹⁸ Ruling of the Supreme Administrative Court dated February 4, 2014, ref. no. II OSK 2129/12, LEX no. 1450885, ruling of the Provincial Administrative Court in Warsaw dated March 20, 2014 (ref. no. IV SA/Wa 2624/13, LEX no 1465966).

¹⁹ See: article 15, section 2, point 3a of the Act dated March 27, 2003, on Zoning Plans and Land Development.

²⁰ 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).

²¹ Ruling of the Provincial Administrative Court in Warsaw dated June 19, 2013, IV SA/Wa 750/13.

Celu Publicznego 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. Zgodnie z najnowszym orzeczeniem Naczelnego Sądu Administracyjnego²², Decyzja Celu Publicznego wydana dla inwestycji polegającej na budowie siłowni wiatrowej nie jest dotknięta wadą rażącego naruszenia prawa. Zatem samo błędne zakwalifikowanie elektrowni wiatrowej do katalogu inwestycji celu publicznego nie uzasadnia stwierdzenia nieważności ostatecznej decyzji celu publicznego.

Ochrona krajobrazu – planowane zmiany prawne

11 września 2015 roku weszła w życie ustawa z 24 kwietnia 2015 roku o zmianie niektórych ustaw w związku ze wzmocnieniem narzędzi ochrony krajobrazu²³ (Ustawa Krajobrazowa). Ma ona na celu uporządkowanie istniejących regulacji prawnych w zakresie narzędzi chroniących krajobraz.

Wobec krytycznego stanowiska Rady Ministrów oraz podmiotów związanych z branżą energetyki wiatrowej, aktualna treść Ustawy Krajobrazowej zdecydowanie odbiega od projektu z 1 lipca 2013 roku wniesionego z inicjatywy Prezydenta RP. Przepisy wprowadzające tzw. dominantę krajobrazową (później dominantę przestrzenną, za którą uznane zostały m.in. elektrownie wiatrowe) oraz Urbanistyczne Zasady Ochrony Krajobrazu zostały odrzucone na etapie prac nadzwyczajnej podkomisji.

W ostatecznym brzmieniu Ustawy Krajobrazowej najważniejszą część zmian w zakresie ochrony krajobrazu stanowi nowelizacja przepisów ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym²⁴. Przewidują one sporządzanie przez organy samorządu województwa tzw. audytów krajobrazowych. Audyty krajobrazowe mają stanowić główne narzędzie realizacji powszechnej identyfikacji i waloryzacji krajobrazów a ich sporządzanie ma następować nie rzadziej niż raz na 20 lat.

W uzasadnieniu projektu prezydenckiego wskazane zostały następujące funkcje audytów krajobrazowych:

- identyfikacja i scharakteryzowanie typów krajobrazów przy wykorzystaniu klasyfikacji ustalonej w drodze rozporządzenia właściwego ministra,
- waloryzacja krajobrazów, a w szczególności wskazanie krajobrazów szczególnie cennych (tzw. krajobrazów priorytetowych, których definicja legalna została

Decision cannot be eliminated from existence by declaring its invalidity if 12 months have passed from the date of its delivery or announcement. 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. Pursuant to the latest jurisprudence of the Supreme Administrative Court²², the Public Purpose Decision issued for projects of constructing wind farms is not affected by the fault of the gross infringement of the law. Therefore the very faulty classification of a wind power plant to the catalogue of public purpose investments does not justify deeming the invalidity of the final public purpose decision.

Landscape protection – planned legal changes

On September 11, 2015, the Act of April 24, 2015, on amending some acts with reference to strengthening the instruments of landscape protection²³ (Landscape Act) came into force. The Landscape Act aims at clarifying the existing legal regulations with respect to the instruments of protecting landscape.

In the light of the critical position of the Council of Ministers and the entities related to the wind energy sector, the current wording of the Landscape Act is significantly different from the bill submitted by the President of Poland on July 1, 2013. The regulations introducing the so-called landscape landmark (later spatial landmark, the term which is used to denote wind farms, among others) and Urbanistyczne Zasady Ochrony Krajobrazu [Urban Rules of Landscape Protection] were rejected at the stage of works of a special subcommittee.

In the final wording of the Landscape Act the most important part of changes to landscape protection is brought about by the amendment of the provisions of the Zoning Plans and Land Development Act²⁴. They provide for carrying out the so-called landscape audits by voivodeship government authorities. Landscape audits will be the most important instrument of executing general identification and indexation of landscape and they will be carried out not less often than every 20 years.

The justification of the presidential bill indicated the following functions of landscape audits:

- Identification and characterising of landscape types using the classification approved by the regulation of the competent Minister.
- Indexation of landscapes and particularly selecting specially valuable landscapes (the so-called priority landscapes, whose legal definition was implemented

²² Wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z 2 czerwca 2015 roku (sygn. akt II OSK 2669/13)

²³ Ustawa z 24 kwietnia 2015 roku o zmianie niektórych ustaw w związku ze wzmocnieniem narzędzi ochrony krajobrazu (Dz.U. z 2015 r., poz. 774)

²⁴ Ustawa z 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz.U. z 2003 r. Nr 80, poz. 717)

²² Ruling of the Supreme Administrative Court dated June 2, 2015, ref. no. II OSK 2669/13).

²³ Act dated April 24, 2015, on changing some other acts with reference to strengthening the instruments of landscape protection (Journal of Laws of 2015, Item 774).

²⁴ Act dated March 27, 2003, on Zoning Plans and Land Development (Journal of Laws of 2003, No. 80, Item 717).

wprowadzona przez Ustawę Krajobrazową do ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym),

- ustalenie zagrożeń dla rozpoznanych krajobrazów priorytetowych (sporządzenie analiz, rekomendacji, wniosków).

Ponadto Ustawa Krajobrazowa wprowadza ograniczenia w lokalizowaniu nowych obiektów budowlanych na terenach parków krajobrazowych i na obszarach chronionego krajobrazu. Uchwałą sejmików województw będą tam stworzone strefy ochrony krajobrazu oraz krajobrazy priorytetowe. Pierwotnie projekt Ustawy Krajobrazowej przewidywał przekazanie kompetencji do podejmowania decyzji przy wyznaczaniu terenów, na których będzie można lokować farmy wiatrowe, ze szczebla gminnego na poziom wojewódzki. Takie rozwiązanie wiązało się z ryzykiem odebrania gminom decyzyjności w sprawie tworzenia przepisów związanych z planowaniem przestrzennym na ich terenie i tym samym przekazaniem kompetencji ustalania ładu przestrzennego „dalej od lokalnej społeczności”. Ostatecznie przyznano gminom prawo odmowy uzgodnienia projektu uchwały sejmiku wojewódzkiego, powołującego strefę ochrony krajobrazu na obszarze parków krajobrazowych i obszarze chronionego krajobrazu, gdyby przyjęcie tej uchwały prowadziło do ograniczania możliwości rozwojowych gminy, wynikających z ustaleń Studium lub MPZP w stopniu nieproporcjonalnym do wartości, jakie obszar chronionego krajobrazu ma chronić.

3.4 Wpływ Ustawy Krajobrazowej na rozwój energetyki

W pierwotnym założeniu ustawa z 24 kwietnia 2015 roku o zmianie niektórych ustaw w związku ze wzmocnieniem narzędzi ochrony krajobrazu niosła za sobą ryzyko uderzenia w sektor energetyki wiatrowej. Obecnie, mimo wprowadzenia zasadniczych zmian w treści Ustawy, nadal może ona ograniczyć możliwość lokalizowania siłowni wiatrowych. Potencjalne ryzyko spowodowane jest koniecznością uwzględniania przy uchwalaniu Studium oraz MPZP – stanu krajobrazu i uchwalonego przez sejmiki wojewódzkie audytu krajobrazowego. Obecnie nie wiadomo jeszcze, jakie szczegółowe kryteria i sposoby klasyfikacji krajobrazów i wskazywania krajobrazów priorytetowych będą związane z przeprowadzaniem audytu krajobrazowego. Ustawa Krajobrazowa zawiera wyłącznie upoważnienie do wydania przez Radę Ministrów rozporządzenia określającego takie kryteria.

3.5 Lokalizacja farm wiatrowych na morzu

Polska ma ogromny potencjał związany z produkcją energii elektrycznej z morskich farm wiatrowych. Ich lokalizacja 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

by the Landscape Act to the Zoning Plans and Land Development Act).

- Defining threats for recognized priority landscapes (drawing up analyses, recommendations, conclusions). Additionally the Landscape Act introduces limitations in locating new building structures in the areas of landscape parks and in protected landscape zones. Resolutions of voivodeship parliaments [sejmiki województwa] will establish protected landscape zones and priority landscapes in such areas. Originally the draft of the Landscape Act assumed the transfer of competencies to take decisions when selecting the areas for location of wind farms from the commune to the voivodeship level. Such a solution was connected with the risk of depriving the communes of the decision making power in drafting rules of spatial planning on their territories and thus transferring competencies to establish spatial order “further away from the local community”. Finally the communes were given the right to refuse to agree to the draft of the resolution of the voivodeship parliament which established the landscape protection zone in the territory of landscape parks and landscape protection area if adopting such a resolution resulted in limiting the development opportunities of the commune arising from the findings of the Study or MPZP in the rate disproportional to the value which landscape protection area is supposed to protect.

Impact of the Landscape Act on the development of the energy sector

In its original meaning, the Act dated April 24, 2015, on changing some other acts with reference to strengthening instruments of landscape protection, carried a risk of affecting the wind energy sector. Currently, despite implementing significant changes to the wording of the Act, it still may limit the possibilities of locating wind farms. The potential risk is caused by the necessity to take into account the condition of the landscape and the landscape audit adopted by the voivodeship parliament when adopting the Study and MPZP. Currently it is still unknown which detailed criteria and methods of landscape classification and establishing priority landscapes will be connected with the conducted landscape audit. The Landscape Act contains exclusively the authorization to issue a regulation defining such criteria by the Council of Ministers.

Location of offshore wind farms

Poland has a great potential connected with producing electrical energy in offshore wind farms. Their location 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.

na wodach morskich. Pozwolenie na budowę sztucznych wysp, w przypadku braku planu zagospodarowania obszarów morskich, wydaje minister właściwy do spraw gospodarki morskiej na okres niezbędny do wznoszenia i wykorzystania sztucznych wysp, jednak 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 oraz warunki przyłączenia tych farm do sieci elektroenergetycznej. Na razie trudno ocenić, ile projektów uda się w praktyce zrealizować. 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 możliwości przeniesienia pozwolenia na inny podmiot.

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 and conditions for connecting such farms to the power grid have already been issued. At present it is difficult to estimate how many projects will be executed in practice. 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 possibility of transferring the permission to another entity.

4 Ochrona środowiska

4.1 Strategiczna ocena oddziaływania na środowisko

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

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 OOŚ 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 OOŚ powinno się sporządzić pełny monitoring

Environmental protection

Strategic assessment of environmental impact

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

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 neighbouring 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 OOŚ 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 OOŚ it is necessary to prepare a full ornithologist and

ornitologiczny, chiropterologiczny i monitoring szczegółowej inwentaryzacji przyrodniczej.

chiropterologist monitoring, as well as the monitoring of the detailed environmental inventory.

4.2 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 DŚU²⁵. W przypadku braku MPZP dla terenów, na których planowana jest inwestycja oraz zamiaru zlokalizowania farmy wiatrowej w oparciu 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 prawych²⁶.
- 4 września 2015 roku, weszła w życie nowelizacja ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenie oddziaływania na środowisko²⁷, która przedłużyła ważność DŚU. Zgodnie

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 the 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 DŚU²⁵. 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 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 is 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 favours 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 required²⁶.
- On September 4, 2015, an amendment came into force to the Act on providing information about environment and its protection, participation of the society in protection of environment and assessment of environmental impact²⁷, which extended the validity of DŚU. Pursuant

²⁵ Wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z 1 sierpnia 2012 roku, II OSK 829/11

²⁶ Wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego w Warszawie z 17 kwietnia 2014 roku (sygn. Akt II OSK 86/13)

²⁷ Ustawa o zmianie ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko oraz ustawy o szczególnych zasadach przygotowania i realizacji inwestycji w zakresie dróg publicznych z 24 lipca 2015 roku (Dz.U. z 2015 r., poz. 1211).

²⁵ Ruling of the Supreme Administrative Court dated August 1, 2012, II OSK 829/11.

²⁶ Ruling of the Supreme Administrative Court dated April 17, 2014, ref. no. II OSK 86/13.

²⁷ The Act amending the Act on providing information about environment and its protection, participation of the society in protection of environment and assessment of environmental impact and the Act on special rules of preparing and execution of investments within the scope of public roads dated July 24, 2015 (Journal of Laws of 2015, Item 1211).

z obowiązującym brzmieniem przepisów, DŚU wygaśnie, jeżeli wniosek o wydanie pozwolenia na budowę nie zostanie złożony w terminie 6 lat od dnia, w którym DŚU stała się ostateczna. Ponadto, powyższy termin może zostać przedłużony do 10 lat, o ile strona, która złożyła wniosek o wydanie DŚU, lub podmiot, na który została przeniesiona ta decyzja, otrzymali, przed upływem terminu wygaśnięcia decyzji, od organu, który wydał DŚU, stanowisko, że realizacja planowanego przedsięwzięcia przebiega etapowo oraz, że aktualne są warunki realizacji przedsięwzięcia. Zajęcie stanowiska następuje w drodze postanowienia na podstawie informacji na temat stanu środowiska i możliwości realizacji warunków wynikających z DŚU.

- 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 wypowiedzania 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 monitoringu 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.

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

to the binding wording of the regulations, DŚU will expire if the application for the building permit is not submitted within 6 years from the day on which the DŚU became final. Additionally, the aforementioned date can be extended to 10 years as long as the party which applied for issuing the DŚU or the entity to which this decision was ceded, received, prior to expiry of the validity of the decision, from the authority which issued the DŚU, an opinion that the execution of the planned project is taking place in stages and the conditions for executing the project are up to date. Expressing the opinion takes place through a resolution on the basis of information on the condition of environment and the possibility of meeting the conditions resulting from DŚU.

- It is essential to guarantee the correct participation of the parties and the participation of the community in the proceedings. Failing to fulfil 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 authority, to allow for submitting applications and expressing opinions in the course of the proceedings.
- 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 proceedings 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 authorities 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 authority 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: verification of the report of the environmental impact of the investment (OOŚ Report) and obtaining legally required opinions and agreements. The duty to conduct the OOŚ 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.

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 powiązane²⁸.

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 alternatywnego, wariantu najkorzystniejszego dla środowiska. Sporządzenie Raportu OOS dla kilku wariantów inwestycji o maksymalnych i minimalnych parametrach pozwoli na wprowadzenie zmian na późniejszym etapie realizacji projektu, bez konieczności prowadzenia uzupełniającej OOS.
- Założenia i wytyczne określające zakres raportu i metody badań, wskazane w postanowieniu

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 projects²⁸.

Note

- In case of running several independent OOSs for particular parts of the investment, 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 neighbouring 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 neighbouring 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 proceedings, 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 the OOS 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 OOS.
- Assumptions and guidelines specifying the scope of the report and the research methods indicated in the decision imposing the duty to run OOS are binding for the investor. On the other hand, the authority which

²⁸ 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 inną ingerencję w środowisko polegającą 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.

²⁸ The subject of the proceedings 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.

nakładającym obowiązek przeprowadzenia OOS są dla inwestora wiążące. Natomiast organ prowadzący postępowanie nie może na późniejszym etapie OOS w sposób dowolny i arbitralny zmieniać metody badań, a tym bardziej nakładać na inwestora obowiązek zmiany metody badań po sporządzeniu Raportu OOS.

- W praktyce najistotniejsze jest oddziaływanie akustyczne przedsięwzięcia na środowisko, inne kryteria są subiektywne. 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 OOS, 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 lokalizację²⁹.
- 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.

runs the process cannot at the later stage of OOS change the research methodology freely and at its will, not to mention imposing the duty on the investor to change the research methodology after drawing up the OOS Report.

- In practice the most important is the acoustic impact of the project on the environment and other criteria are subjective. In the current legal situation there are acceptable noise levels binding for developed areas, e.g. for residential housing areas the acceptable noise level during the day is 50 dB, and at night it is 40 dB. However, there are no legal norms which would define the acceptable level of infrasounds in the environment.
- The OOS Report should study in detail the impact of the wind farm on protected areas, including the Natura 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 Natura 2000 areas have been formed. Not all negative impacts will render it impossible to execute the project in the vicinity of the Natura 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 proceedings should specifically define the reasons for refusing the permission for the location²⁹.
- The threat to the subject of the Natura 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.

5 Prawo budowlane

5.1 Pozwolenie na budowę

Pozwolenie na budowę jest decyzją administracyjną, mającą kluczowe znaczenie w procesie inwestycyjnym, pozwalającą na rozpoczęcie i prowadzenie robót budowlanych. Pozwolenie takie powinno obejmować 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 elektroenergetyczne³⁰. Wyjątkowo, na wniosek inwestora, pozwolenie może zostać wydane dla wybranych obiektów danego zamierzenia budowlanego, mogących

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. Such a permit should cover the whole construction intention so that there is one decision issued for the wind farm covering all its elements, in particular foundations, technical infrastructure, internal access roads, power lines³⁰. 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

²⁹ Wyrok Wojewódzkiego Sadu Administracyjnego w Warszawie, z 3 kwietnia 2014 roku, sygn. IV SA/Wa 165/14

³⁰ Art. 33 ust. 1 ustawy z 7 lipca 1994 Prawo Budowlane (Dz.U. z 2010 r. Nr 243, poz. 1623)

²⁹ Ruling of the Provincial Administrative Court in Warsaw dated April 3, 2014, ref. no. IV SA/Wa 165/14.

³⁰ Article 33, section 1 of the Act dated July 7, 1994, Construction Law (Journal of Laws of 2010, No. 243, Item 1623).

samodzielnie funkcjonować zgodnie z przeznaczeniem. W takiej sytuacji, należy jednak sporządzić projekt zagospodarowania działki lub terenu dla całego zamierzenia budowlanego.

28 czerwca 2015 roku, weszła w życie nowelizacja Ustawy Prawo Budowlane³¹, która wprowadziła szereg zmian, mających na celu przyspieszenie procesu budowlanego. W szczególności nowelizacja zniosła obowiązek uzyskania decyzji o pozwoleniu na budowę w stosunku do niektórych obiektów budowlanych oraz rozszerzyła katalog obiektów, których budowa wymaga wyłącznie dokonania zgłoszenia prowadzenia robót budowlanych. Nowe przepisy rozszerzyły katalog obiektów oddawanych do użytku na podstawie zawiadomienia o zakończeniu robót budowlanych.

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 wiatrowej 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 rozbiórce.
- Od 28 czerwca 2015 roku ograniczono katalog oświadczeń, które inwestor powinien załączyć do projektu budowlanego. Wykreślono obowiązek dołączania oświadczeń o zapewnieniu dostaw energii, wody, ciepła, gazu, odbioru ścieków oraz oświadczeń o warunkach przyłączenia obiektu do sieci wodociągowych, kanalizacyjnych, ciepłych, gazowych, elektroenergetycznych i telekomunikacyjnych. Nie trzeba również uzyskiwać oświadczenia właściwego zarządcy drogi o możliwości połączenia działki z drogą publiczną.
- 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 odstępstwo od zatwierdzonego projektu budowlanego jest dopuszczalne jedynie po uzyskaniu decyzji o zmianie pozwolenia na budowę.

their purpose. In this situation a plan to develop the parcel or the area should be drawn up for the whole construction plan.

On June 28, 2015, an amendment of the Construction Law came into force³¹, which implemented numerous changes aimed at speeding up the construction process. In particular, the amendment waived the obligation to obtain the building permit with reference to selected building structures and expanded the catalogue of structures whose construction requires exclusively the notification of conducted construction works. The new regulations expanded the catalogue of structures commissioned for use pursuant to the notification of the completion of construction works.

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.
- From June 28, 2015, the catalogue of declarations which the investor must attach to the building design was limited. The duty was waived to attach declarations to ensure the supply of energy, water, heat, gas, sewage collections and declarations concerning the conditions of connecting the structure to water, sewage, heating, gas, power and telecommunications networks. It is also unnecessary to obtain the declaration of the competent operator of the road about the possibility of connecting the plot to the public road.
- 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

³¹ Ustawa z 20 lutego 2015 roku o zmianie ustawy Prawo budowlane oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2015 r., poz. 443)

³¹ Act dated February 20, 2015 amending the act – Construction Law and some other acts (Journal of Laws of 2015, Item 443).

Podmiotem uprawnionym do dokonania kwalifikacji danego odstępiania jako istotne lub nieistotne jest projektant. Jest on obowiązany zamieścić w projekcie budowlanym odpowiednie informacje (rysunek i opis) dotyczące odstępiania. Projektant ponosi wyłączną odpowiedzialność cywilną i karną w zakresie dokonanej kwalifikacji.

5.2 Zgłoszenie robót budowlanych

Nie zawsze realizacja określonych urządzeń infrastruktury farmy wiatrowej wymagać będzie uzyskania pozwolenia na budowę. Jako przykład można tu wskazać budowę zjazdów z dróg publicznych oraz przyłącza elektromagnetyczne³², których 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.
- Od 28 czerwca 2015 roku³³ budowa zjazdów z dróg wojewódzkich, powiatowych i gminnych oraz zatok parkingowych nie wymaga uzyskania pozwolenia na budowę na tych drogach. Budowa zjazdów z dróg publicznych wymaga wyłącznie dokonania zgłoszenia właściwemu organowi.
- Do wykonywania robót budowlanych objętych zgłoszeniem, można przystąpić przed upływem 3 lat³⁴ od określonego w zgłoszeniu terminu rozpoczęcia robót. Po upływie tego terminu wymagane będzie ponowne zgłoszenie zamiaru rozpoczęcia robót budowlanych, co będzie się wiązało z koniecznością aktualizacji dokumentacji budowlanej.

5.3 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

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 regard 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. An example of such a situation is construction of exits from public roads and electromagnetic connections³², 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 authority 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.
- From June 28, 2015³³, obtaining a building permit is not required for the construction of exits from voivodship, county and communal roads, as well as parking bays on such roads. The construction of exits from public roads requires exclusively the notification to the competent authority.
- Execution of construction works covered by the notification may commence within 3 years³⁴ 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

³² Art. 29 ust. 1 pkt 11 i 20 ustawy z 7 lipca 1994 roku Prawo budowlane

³³ Ustawa z 20 lutego 2015 roku o zmianie ustawy Prawo budowlane oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2015 r., poz. 443)

³⁴ Ustawa z 20 lutego 2015 r. o zmianie ustawy Prawo budowlane oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2015 r., poz. 443)

³² Article 29, section 1, point 11 and 20 of the Act dated July 7, 1994 – Construction Law.

³³ Act dated February 20, 2015 amending the act – Construction Law and some other acts (Journal of Laws of 2015, Item 443).

³⁴ Act dated February 20, 2015 amending the act – Construction Law and some other acts (Journal of Laws of 2015, Item 443).

wymagających uzyskania pozwolenia na użytkowanie na podstawie prawa budowlanego. W takim przypadku inwestor będzie zobowiązany zawiadomić organy Państwowej Inspekcji Sanitarnej i 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 14 dni zgłosić sprzeciw w drodze decyzji.
- 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 instalacji³⁵. 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.

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 in a building permit, the authorities 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 14 days in a form of a decision.
- 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 installation³⁵. 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.

6 Przyłączenie do sieci

6.1 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 i przyłączania w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii (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

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 and connect first of all installations of renewable energy sources (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

³⁵ Zgodnie z ustawą z 27 kwietnia 2001 roku Prawo ochrony środowiska (tekst jedn. Dz.U. z 2008 r. Nr 25, poz. 150).

³⁵ Pursuant to the Environment Protection Law dated April 27, 2001, (consolidated text, Journal of Laws of 2008, No. 25, Item 150).

inwestor powinien uiścić zaliczkę na poczet opłaty za przyłączenie do sieci w wysokości 30 zł/kW, jednak nie więcej niż 3 mln zł³⁶. 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 orzecnictwem sądowym³⁷, 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.

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

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 3,000,000³⁶. 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 jurisprudence³⁷, 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.

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 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. 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 the Energy Regulatory Office.
- 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

³⁶ Obowiązek zapłaty zaliczki dotyczy wyłącznie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie źródła do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV.

³⁷ Wyrok Sądu Apelacyjnego w Warszawie, z 31 stycznia 2013 roku, sygn. VI ACa 895/12

³⁶ 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.

³⁷ Ruling of the Court of Appeal in Warsaw dated January 31, 2013, ref. no. VI ACa 895/12.

możliwe w przypadku sfinansowania przez wnioskującego określonych inwestycji³⁸.

6.2 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. Umowa przyłączeniowa 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 Prezesa URE o ukształtowanie treści umowy w drodze decyzji administracyjnej.

Warto zwrócić uwagę

- Ustawa OZE wprowadziła zmiany w zakresie obowiązkowych elementów umowy o przyłączenie do sieci. Umowa o przyłączenie do sieci instalacji OZE powinna dodatkowo zawierać postanowienia określające termin dostarczenia po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej wytworzonej w tej instalacji, przy czym termin ten nie może być dłuższy niż 48 miesięcy, a w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytworzenia energii elektrycznej energię wiatru na morzu – 72 miesiące, od dnia zawarcia tej umowy. Niedostarczenie po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej wytworzonej w tej instalacji we wskazanym w umowie o przyłączenie terminie jest podstawą wypowiedzenia umowy o przyłączenie.
- 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.

6.3 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

the wind farm to the grid will be possible in the case of financing certain investments by the applicant³⁸.

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

Note

- The RES Act implemented changes concerning the obligatory elements of the contract for connection to the grid. The contract for connection of a RES installation to the grid should additionally include provisions specifying the date of first supply of electrical energy produced in this installation to the grid, whereas this date cannot exceed 48 months and for an installation of a renewable energy source using the power of wind offshore to generate electrical energy – 72 months from the day of concluding this contract. Failing to supply for the first time electrical energy produced in this installation on the date indicated in the contract constitutes the grounds for termination of the contract for connection.
- The President of the Energy Regulatory Office, 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.

Balancing the Polish Power System

The operator of the transmission grid currently has problems with balancing the Polish 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.

³⁸ Wyrok Sądu Najwyższego z 11 kwietnia 2012 roku (sygn. III SK 33/11).

³⁸ Ruling of the Supreme Court dated April 11, 2012 (ref. no. III SK 33/11).

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

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] motioned for amending the provisions of the guidelines of traffic and operations of the transmission network of PSE S.A. (IRiESP) through the implementation of limitations on the connections of RES sources with unpredictable operation, such as wind farms. By the decision of the President of the Energy Regulatory Office, such limitations are against the Energy Law and they favour 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.

7 Koncesja na wytwarzanie energii OZE

7.1 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 koncesji, 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.

7.2 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

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 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 requirement covered by the promise are fulfilled. It allows the investor to prepare documentation required for obtaining the concession. The President of the Energy

niż 6 miesięcy. Inwestorzy często uzyskują promesę w celu prowadzenia negocjacji umów handlowych sprzedaży energii lub świadectw pochodzenia OZE. Do wniosku o wydanie promesy koncesji albo promesy zmiany koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu energii elektrycznej w źródłach OZE składanego do Prezesa URE, należy dołączyć opis techniczno-ekonomiczny projektowanej inwestycji, dla której rozpoczęcie prac nastąpi po wejściu w życie Ustawy OZE. Na podstawie załączonego formularza, Prezes URE stwierdzi spełnienie przez daną instalację OZE tzw. efektu zachęty. Spełnienie efektu zachęty oznacza, że dana inwestycja nie byłaby opłacalna ekonomicznie, a więc nie zostałaby zrealizowana, gdyby nie uzyskane wsparcie. Spełnienie efektu zachęty jest konieczne, w celu uzyskania wsparcia w formie świadectw pochodzenia. Badaniu w zakresie spełnienia efektu zachęty, podlegają wyłącznie inwestycje, których realizacja nie została jeszcze rozpoczęta³⁹. Rozpoczęcie prac oznacza rozpoczęcie robót budowlanych dotyczących inwestycji albo pierwsze wiążące zobowiązanie do zamówienia urządzeń lub inne zobowiązanie, które sprawia, że inwestycja staje się nieodwracalna.

Regulatory Office defines the period of its validity in the promise, 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.

The application for the promise of the concession or the promise to change the concession for conducting business activity of generating electrical energy in RES sources submitted to the President of the Energy Regulatory Office should be accompanied by the technical and economic description of the designed investment for which the commencement of works will take place after the RES Act comes into force. On the basis of the attached form the President of the Energy Regulatory Office will confirm that the particular RES installation meets the so-called incentive effect. Meeting the incentive effect means that a particular investment would not be economically profitable and therefore it would not be executed if it had not been for the received support. Meeting the incentive effect is necessary in order to receive the support in the form of certificates of origin. Only projects whose execution has not been started are subject to the assessment of meeting the incentive effect³⁹. Commencing the works means commencing the construction works concerning the investment or a first binding obligation to order equipment or any other obligation which makes the investment irrevocable.

8 Rozruch technologiczny

Rozruch technologiczny jednostki wytwórczej jest to wyłącznie przeprowadzanie prób i testów umożliwiających jej odbiór końcowy⁴⁰. Energię elektryczną wytworzoną w odnawialnym źródle energii w okresie jej rozruchu technologicznego zalicza się do energii 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 z odnawialnych źródeł energii.

Technological start-up

Technological start-up of a generating unit refers only to conducting tests and trials which allow for its final commissioning⁴⁰. Electrical energy generated by a renewable energy source during its technological start-up is classified as energy generated by a renewable 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 within generating electrical energy from renewable energy sources.

³⁹ Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014-2020 (Dz.Urz. UE seria C, Nr 200 z 28.06.2014, s.1)

⁴⁰ Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 18 października 2012 roku 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)

³⁹ Guidelines regarding the state aid for environmental protection and energy-related objectives in 2014-2020 (Official Journal of the EU, series C, No. 200 dated June 28, 2014, p. 1).

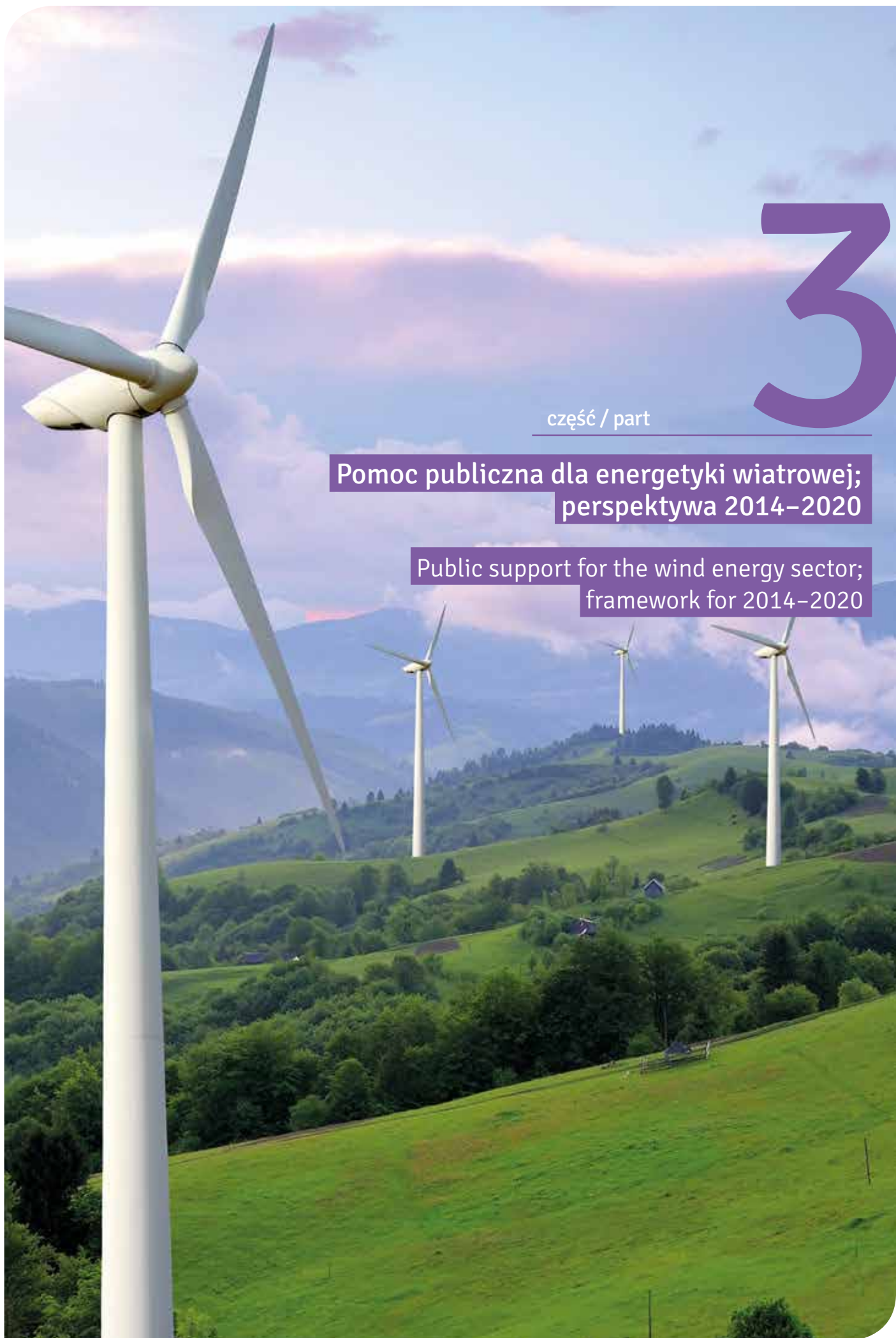
⁴⁰ Regulation of the Minister of the Economy dated October 18, 2012, on the detailed scope of obligations to obtain and present certificates of origin for cancellation, the payment of compensation fee, the purchase of electrical energy and heat generated by renewable energy sources and the obligation of confirming the data concerning the amount of electrical energy generated in a renewable energy source (Journal of Laws of 2012, Item 1229).

3

część / part

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

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



1 Wsparcie publiczne dla energetyki wiatrowej

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 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 ramach programu pomoc otrzymują badania naukowe, prace rozwojowe, a także wdrożenie powstałych w ich wyniku innowacyjnych technologii proekologicznych m.in. w zakresie efektywności energetycznej i magazynowania energii oraz pozyskiwania energii z czystych źródeł. W ostatniej edycji konkursu była przyznawana pomoc do wysokości od 0,5 do 10 mln zł na projekt B+R oraz do 20 mln zł na projekt wdrożeniowy.

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 przyłączeniem do sieci. Warto pamiętać, iż filarem strategii Europe 2020 jest zwiększenie innowacyjności, badania naukowe i rozwój, dlatego znaczna liczba funduszy unijnych w latach 2014–2020 dedykowanych będzie projektom poświęconym badaniom i rozwojowi innowacyjnych technologii, procesów czy produktów (w tym w energetyce wiatrowej). 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.

Już wkrótce zostaną ogłoszone pierwsze konkursy dotacyjne dla inwestorów w energetykę wiatrową, choć należy oczekiwać niższego niż dotychczas procentowego poziomu wsparcia. Bezzwrotne środki przyznawane będą w ramach pomocy publicznej niestanowiącej regionalnej pomocy inwestycyjnej. Obecnie podstawą wsparcia będą programy pomocowe przyjmowane w państwie członkowskim na podstawie Wytycznych w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014–2020, bądź na podstawie

Public support for the wind energy sector

The primary sources of state aid 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. Contests in this area are 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 Centre for Research and Development (NCRD). As part of the programme, the aid is granted to scientific research, development works, as well as implementation of innovative pro-ecological technologies created as their result, for instance in the area of energy efficiency, energy storage and generating energy from clean sources. In the last edition of the contest, the aid was awarded in the range from PLN 0.5 to PLN 10 million for R&D projects and up to PLN 20 million for an implementation project.

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 devoted to research and development of innovative technologies, processes or products (including those in the wind energy sector).

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 through contests for low-emission energy.

Very soon the first contests for investors for subsidies for the wind energy sector will be announced, although one may expect a lower percentage level of support than it was available before. Non-returnable resources will be granted within public support, which is not part of regional investment aid. Currently the basis for support will be the aid programmes adopted in a Member State pursuant to the Guidelines on state aid for environmental protection and energy objectives

przepisów właściwej sekcji rozporządzenia GBER (inne niż pomoc regionalna). Programy pomocowe przyjęte na podstawie Rozporządzenia GBER nie będą wymagały notyfikacji Komisji Europejskiej (KE). Dla Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko będzie to Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie udzielania pomocy publicznej na inwestycje w zakresie jednostek wytwarzających energię elektryczną lub ciepło z odnawialnych źródeł energii (przewidywany termin przyjęcia, choć początkowo zapowiadany na I półrocze, spodziewany jest w II półroczu 2015 roku). Rozporządzenie jest aktem wykonawczym do ustawy o odnawialnych źródłach energii. Dokument zawiera wzór, który umożliwi wytwórcom energii elektrycznej z OZE obliczenie dopuszczalnego poziomu pomocy publicznej, możliwej do uzyskania na podstawie programu pomocowego zawartego w ustawie. Regulacja, zdaniem Ministerstwa Gospodarki, ma na celu wyrównanie szans beneficjentów. Dbą również o interesy odbiorców finansujących rozwój OZE. Weryfikacja poziomu uzyskanej pomocy publicznej ma szczególne znaczenie z punktu widzenia możliwości ubiegania się o wsparcie w systemie aukcyjnym na podstawie ustawy o OZE.

1.1 Finansowanie w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko

W ramach POIiŚ 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 takie działania jak:

- działanie 1.1 – Wspieranie wytwarzania i dystrybucji energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych – pierwszego konkursu należy oczekiwać w 2016 roku,
- działanie 1.2 – Promowanie efektywności energetycznej i korzystania z odnawialnych źródeł energii w przedsiębiorstwach – tu także pierwszy konkurs pojawi się w 2016 roku,
- działanie 1.3 – Wspieranie efektywności energetycznej w budynkach – w grudniu 2015 roku rozpocznie się nabór wniosków dla budynków publicznych.

Wsparcie w formie dotacji planuje się kierować na realizację projektów inwestycyjnych dotyczących wytwarzania energii z odnawialnych źródeł wraz z przyłączeniem tych źródeł do sieci. Dotacje w ramach tej osi dotyczyć mają budowy jednostek o większej mocy wytwarzania energii elektrycznej wykorzystujących energię wiatru, ale także biomasy i biogazu. 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

in 2014–2020, or according to the regulations of the applicable section of GBER (other than regional aid). Aid programmes adopted pursuant to GBER Regulation will not require notifying the European Commission (EC). In the case of the Operational Programme Infrastructure and Environment it will be the Regulation of the Minister of the Economy on granting state aid to investments in projects which generate electrical energy or heat from renewable energy sources (expected time of adoption, although initially announced for the first half of 2015, is expected in the second half of this year). The regulation is an implementing act to the Act on Renewable Energy Sources. The document contains a formula which allows producers of RES electrical energy to calculate the available level of state aid possible to be obtained under the support programme covered by the Act. According to the Minister of the Economy, the regulation is supposed to balance the chances of beneficiaries and it also protects the interests of clients who finance RES development. Verification of the level of obtained state aid is particularly important from the point of view of the possibility to apply for support in the auction system pursuant to the RES Act.

Financing within the Operational Programme Infrastructure and Environment

Within the OPIE in the framework for 2014–2020 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 of crucial importance:

- measure 1.1 – Support for production and distribution of energy from renewable sources – the first contest can be expected in 2016;
- measure 1.2 – Promotion of energy efficiency and the application of renewable energy sources in companies – here also the first contest will appear in 2016;
- measure 1.3 – Support for energy efficiency in buildings – applications for public buildings will be accepted from December 2015.

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. Subsidies within this axis will concern 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 fulfil 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

realizacji obowiązków własnych jednostek samorządu terytorialnego niebędących przedsiębiorcami. W zależności od działania, ocena projektów będzie dotyczyła przede wszystkim:

- 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 redukcji CO₂ poprzez zmniejszenie strat przesyłowych.

Kryteria wyboru w ramach tych konkursów promują projekty, które posiadają niezbędne do realizacji pozwolenia, w szczególności pozwolenia budowlane, i decyzje administracyjne oraz zapewnione środki finansowe. Dodatkowo ocenie będą podlegały takie wskaźniki jak:

- wartość wydatków planowanych do poniesienia ze środków UE na 1 MWh łącznej planowanej produkcji energii elektrycznej,
- wartość wydatków planowanych do poniesienia ze środków UE na redukcję emisji 1 tony CO₂.

Planując inwestycję, należy skupić się na właściwym przygotowaniu dokumentów kluczowych z punktu widzenia ich wartości w punktowanej ocenie merytorycznej.

executing the duties of local government authorities, not being entrepreneurs.

Depending on the measure, the assessment of the projects will concern above all:

- readiness for execution with regard 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 CO₂ reduction through decreased grid losses.

The selection criteria for those contests promote projects which have permits required for their execution, particularly building permits, administrative decisions, as well as ensured financial resources. Additionally, the following criteria will be assessed:

- value of expenditure planned from EU funds for 1 MWh of the total planned yield of electrical energy,
- value of expenditure planned from EU funds on reducing emissions of 1 ton of CO₂.

When planning an investment project, one should focus on the proper preparation of key documents from the point of view of their weight in the scored factual assessment.

1.2 Finansowanie w ramach 16 Regionalnych Programów Operacyjnych

Jeżeli planowana inwestycja wiatrowa nie przekracza 5 MW mocy zainstalowanej, może być realizowana w ramach wsparcia z Regionalnych Programów Operacyjnych.

Kwalifikacja przedsięwzięć współfinansowanych z 16 Regionalnych Programów Operacyjnych, 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 pod kątem tych zasad. 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. W przypadku tych programów ograniczeniem jest niejednokrotnie wielkość przedsiębiorstwa, gdyż premiowane są MŚP. Protesty społeczne wokół inwestycji wiatrowych spowodowały, że niektóre wojewódzkie programy operacyjne ograniczyły wsparcie dla takich inwestycji. Tak się

Financing within 16 Regional Operational Programmes

If the planned wind investment project does not exceed 5 MW of installed capacity, it can be executed as part of support from Regional Operational Programmes.

Classification of projects co-financed from 16 Regional Operational Programmes within measures aimed at producing energy from RES will be conducted on the basis of 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 analysed against those rules. The first thing which must be verified is if the ROP relevant for the particular voivodeship contains the measure suitable for RES, and which types of beneficiaries qualify for such support. It is important since in some voivodeships the actions are addressed only to public administration and entrepreneurs cannot apply for financial support for RES. The location of a particular investment decides about applying within the particular Regional Operational Programme. In the case of these programmes, the size of the company is a frequent restriction since SMEs are favoured. Social protest against wind investment projects caused that some operational programmes in voivodeships have limited support for such investments. It was the case for instance of the warmińsko-mazurskie [Warmia and Masuria] or kujawsko-pomorskie [Cuiavia and Pomerania] voivodeships.

stało w przypadku m.in. województw warmińsko-mazurskiego czy kujawsko-pomorskiego.

Część konkursów w ramach programów regionalnych została zapowiedziana w przyjętych harmonogramach. Jeszcze w roku 2015 przewiduje się ogłoszenie konkursów dla budowy nowych źródeł OZE w trzech województwach: kujawsko-pomorskie (bez energetyki wiatrowej), podlaskie i śląskie. Pozostałe województwa zapowiadają pierwsze konkursy w roku 2016.

1.3 Finansowanie 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.:

- wsparcie prowadzenia prac B+R przez przedsiębiorstwa:
 - poddziałanie 1.1.1 – Badania przemysłowe i prace rozwojowe realizowane przez przedsiębiorstwa – nabór otwarty do 30 grudnia 2015 roku, prowadzony jest przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju (konkurs powtarzany będzie co roku),
 - poddziałanie 1.1.2 – Prace B+R związane z wytworzeniem instalacji pilotażowej/demonstracyjnej – konkurs planowany jest do ogłoszenia 7 grudnia 2015 roku, rozpoczęcie naboru wniosków 7 stycznia 2016 roku, a zakończenie naboru wniosków 29 lutego 2016 roku;
- badania naukowe i prace rozwojowe:
 - poddziałanie 4.1.1 – Strategiczne programy badawcze dla gospodarki – planowany do ogłoszenia jeszcze w III kwartale 2015 roku,
 - poddziałanie 4.1.4 – Projekty aplikacyjne – ogłoszony konkurs prowadzony jest przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju, nabór wniosków od 21 października do 19 listopada 2015 roku.

Oś priorytetowa pierwsza skupi się na wspieraniu projektów B+R prowadzących do uzyskania takiego stopnia rozwoju technologii, procesu lub produktu, aby możliwa lub wysoce prawdopodobna była ich komercjalizacja. Skierowana jest bezpośrednio do przedsiębiorców planujących prowadzenie badań przemysłowych i prac rozwojowych nad innowacyjnymi technologiami.

Czwarta oś skoncentruje się głównie na wsparciu dla prac badawczo-rozwojowych realizowanych przez konsorcja naukowe z udziałem przedsiębiorstw (klastry). Większy nacisk będzie tu położony na projekty strategiczne dla rozwoju kraju.

W przypadku energetyki wiatrowej, pomoc z PO IR przeznaczona będzie raczej na rozwój i wdrażanie do produkcji komponentów i systemów OZE, gdyż nie przewiduje się wsparcia dla samego instalowania mocy wytwórczych, co stanowi przedmiot pomocy płynącej z POIiŚ.

Some of the contests within regional programmes have been announced in adopted schedules. Already in 2015 contests are said to be announced for the construction of new RES sources in three voivodeships: kujawsko-pomorskie [Varmia and Masuria] (excluding the wind energy sector), podlaskie [Podlaskia] and śląskie [Silesia] voivodeships. Other voivodeships declare the organization of first contests in 2016.

Financing 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.:

- support for carrying out R&D works by businesses:
 - sub-measure 1.1.1 – Industrial studies and development works carried out by companies – applications can be submitted by December 30, 2015, organization by the National Centre for Research and Development (the contest will be repeated every year);
 - sub-measure 1.1.2 – R&D works connected with developing pilot/demonstration installation – contest is planned to be announced on December 7, 2015, applications can be submitted from January 7, 2016 until February 29, 2016.
- scientific research and development works:
 - sub-measure 4.1.1 – Strategic research programmes for the economy – planned to be announced already in the third quarter of 2015;
 - sub-measure – 4.1.4 Application projects – the announced contest is organized by the National Centre for Research and Development, applications can be submitted from October 21 to November 19, 2015.

The first priority axis will focus on supporting R&D projects which will lead to achieving such a level of development of technology, process or product that its commercialization becomes certain or highly probable. It is addressed directly to entrepreneurs who are planning to carry out industrial studies and development works on technological innovations.

The fourth axis is focused mostly on the support for research and development works executed by science consortia with participation of companies (clusters). More attention will be put on projects strategic for the development of the country.

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 the funding for installing generation capacities is not assumed, as this is the subject of aid coming from OPIE.

1.4 Finansowanie w ramach programu BOCIAN i Prosument

Dla mikroinstalacji OZE (w tym wiatrowych do 40 kW mocy zainstalowanej) w dniu 30.09.2015 r. został zakończony wybór banków, które prowadzić będą nabór wniosków do programu priorytetowego „Prosument - linia dofinansowania z przeznaczeniem na zakup i montaż mikroinstalacji odnawialnych źródeł energii poprzez banki”. Wnioski o udostępnienie środków z przeznaczeniem na udzielanie kredytów bankowych łącznie z dotacjami złożył BOŚ S.A. Wnioski Banku są aktualnie w trakcie procedowania. Natomiast dla większych instalacji do 29 grudnia 2015 roku trwa nabór wniosków o udzielenie pożyczki preferencyjnej w ramach programu „Bocian” ogłoszonego przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. W ramach tego programu można uzyskać wsparcie dla instalacji wiatrowych w zakresie mocy źródła wytwórczego od 40 kW do 3 MW.

1.5 Horizon 2020 – research and innovation programme

Przedsiębiorcy, którzy posiadają zdolność do zbudowania konsorcjum międzynarodowego, mogą ubiegać się o środki dystrybuowane bezpośrednio z budżetu Unii Europejskiej w ramach Programu Horizon 2020, który jest następcą 7. Programu Ramowego. W Horizon 2020 znaleźć można wiele ciekawych priorytetów i konkursów skierowanych bezpośrednio lub pośrednio do sektora energetyki wiatrowej. Np. w ramach priorytetu „Wyzwania społeczne. Program bezpieczna, czysta i efektywna energia” nacisk położony będzie na projekty demonstracyjne z zakresu innowacyjnych instalacji wiatrowych typu offshore, tj. na wodach o głębokości od 30 do 50 m oraz nowatorskich rozwiązań offshorowych na pływających podstawach.

Projekty zakładające powinny realizację badań i rozwoju przenoszących daną technologię z poziomu 5-6 TRL (technology readiness levels) do poziomu 6-7 TRL. Czyli z poziomu technologii zweryfikowanej lub zademonstrowanej w środowisku zbliżonym do rzeczywistego, do poziomu odpowiednio technologii zademonstrowanej w warunkach zbliżonych do rzeczywistych albo prototypu zademonstrowanego w warunkach operacyjnych¹.

Przedsiębiorstwa prowadzące działalność B+R w ramach technologii OZE mogą liczyć na dofinansowanie w ramach Programu Horizon 2020, który skupia wszystkie unijne środki finansowania badań naukowych i innowacji. Na program składają się trzy filary: doskonała baza naukowa, wiodąca pozycja w przemyśle oraz wyzwania społeczne, w ramach których jednym

Financing within BOCIAN and Prosumer programmes

On September 30, 2015, the selection of banks was completed for RES micro-installations (including wind installations up to 40kW of installed capacity) which will accept applications within the priority programme “Prosumer - line of financing designated for the purchase and assembly of micro-installations of renewable energy sources through banks”. Applications for financial resources to be used for granting bank loans together with subsidies were submitted by BOŚ S.A. At present the applications of the Bank are being processed. Whereas for larger installations, applications can be submitted for a preferential loan within the “Bocian” programme organized by the National Fund for Environmental Protection and Water Management until December 29, 2015. Within this programme it is possible to obtain support for wind installations in the capacity range of the production source from 40 kW to 3 MW.

Horizon 2020 – research and innovation programme

Entrepreneurs with the ability to form an international consortium can apply for funds distributed directly from the European Union budget within the Horizon 2020 Programme, which is the successor of the 7th Framework Programme. Horizon 2020 offers many interesting priorities and contests directly or indirectly addressed to the wind energy sector. For instance, within the priority “Social challenges. Safe, clean and efficient energy programme”, the emphasis will be placed on demonstration projects in the area of innovative offshore wind installations, i.e. in waters with the depth from 30 to 50 m, and modern offshore solutions on floating bases. 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, accordingly to the level of technology demonstrated in conditions resembling reality or a prototype demonstrated in operating conditions¹.

Companies which carry out R&D activities within RES technologies may count on support within Horizon 2020 Programme which concentrates all UE resources for financing scientific research and innovations. The programme consists of three cornerstones: ideal science base, leading position in the industry and social challenges within which one of the detailed topics is safe, clean and efficient energy².

¹ Zob. HORIZON 2020 WORK PROGRAMME 2014–2015, 19. General Annexes [https://ec.europa.eu/research/participants/portal/doc/call/h2020/common/1617621-part_19_general_annexes_v.2.0_en.pdf; data dostępu: 5.10.2015 r.]

¹ See: HORIZON 2020 WORK PROGRAMME 2014 – 2015, 19. General Annexes [https://ec.europa.eu/research/participants/portal/doc/call/h2020/common/1617621-part_19_general_annexes_v.2.0_en.pdf; access date: 5.10.2015]

² More information available at: <http://ec.europa.eu/energy/en>

z tematów szczegółowych jest bezpieczna, czysta i wydajna energia².

Konkursy w ramach Programu Horizon 2020 charakteryzują się tym, iż do składania wniosków o dofinansowanie zapraszane są głównie międzynarodowe konsorcja. Nierzadko, obok przedsiębiorstw wymagany jest udział instytucji naukowych, non-profit lub publicznych. Wyszukiwarka aktualnych i zakończonych konkursów znajduje się na „portalu uczestnika”³. W każdym z krajów działa też Krajowy Punkt Kontaktowy, który udziela informacji i pomaga w pozyskiwaniu środków z budżetu Międzynarodowego Programu⁴.

Contests within HORIZON 2020 Programme are characterized by the fact that mainly international consortia are invited to submit applications for funding. Frequently, apart from companies, participation of scientific, non-profit or public institutions is required. A search engine for current and closed contests is available at the “participant’s portal”³. Each country also has a National Contact Point which provides information and assists in obtaining funds from the budget of the International Programme⁴.

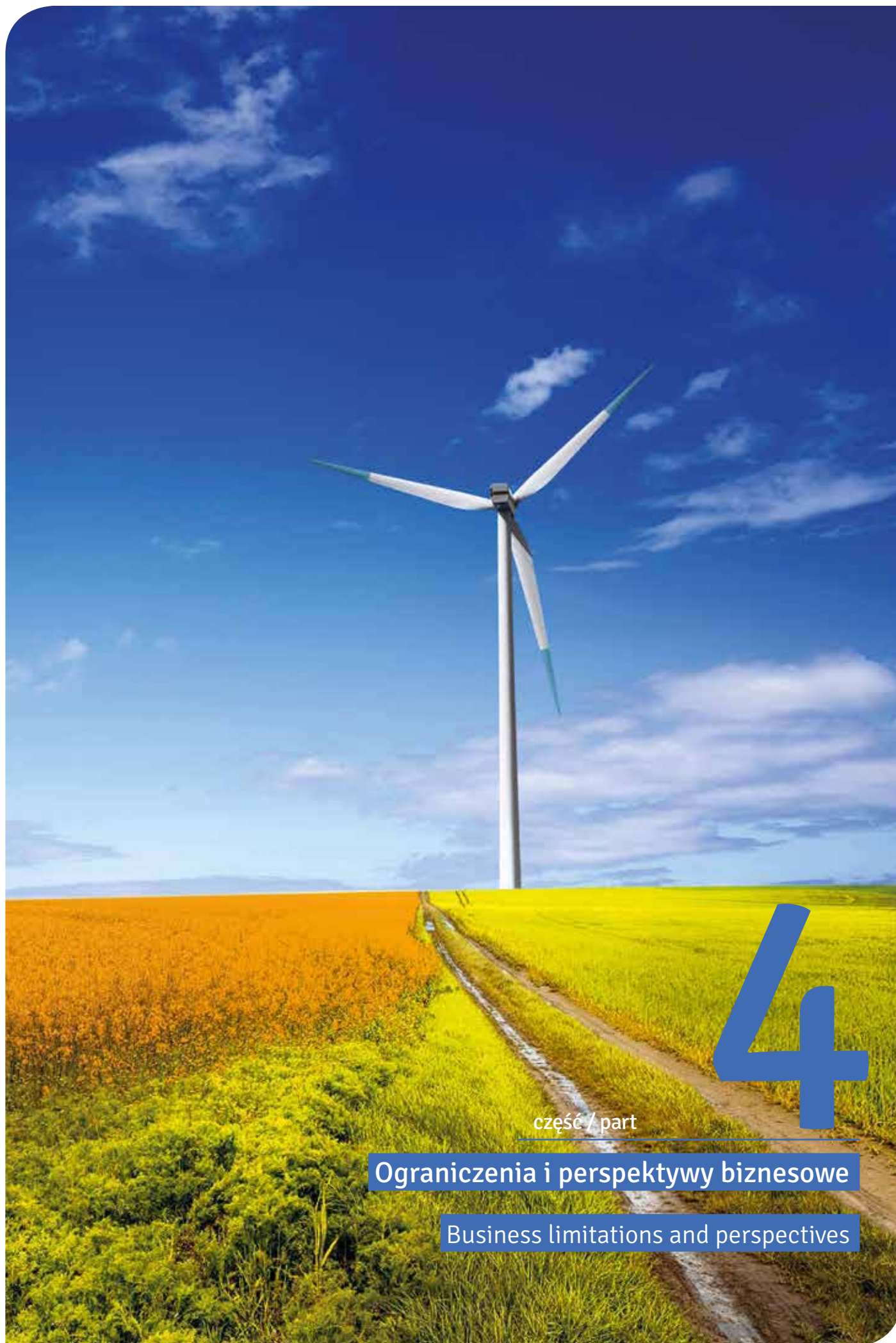
² Więcej informacji na <http://ec.europa.eu/energy/en>

³ <http://ec.europa.eu/research/participants/portal/desktop/en/home.html>

⁴ www.kpk.gov.pl

³ <http://ec.europa.eu/research/participants/portal/desktop/en/home.html>

⁴ www.kpk.gov.pl



część / part

Ograniczenia i perspektywy biznesowe

Business limitations and perspectives

1 Bariery inwestycyjne – Polska na tle UE

1.1 Niepewność regulacyjna

Do kluczowych czynników obniżających atrakcyjność inwestycyjną Polski w zakresie odnawialnych źródeł energii zaliczana jest niestabilność systemu prawa. Do czasu wejścia w życie ustawy o OZE ustawa Prawo energetyczne była poddawana 66 nowelizacjom. 18 marca 2015 roku, zaledwie tydzień po podpisaniu nowej ustawy, odbyło się pierwsze posiedzenie Sejmowej Komisji Nadzwyczajnej do spraw Energetyki i Surowców Energetycznych dotyczące wprowadzenia ewentualnych zmian w ustawie o OZE. 12 czerwca 2015 roku do Sejmu trafił pierwszy projekt nowelizacji. Kolejne zmiany są postulowane przez organizacje społeczne i innych interesariuszy, m.in. w kwestii wsparcia dla morskich farm wiatrowych oraz kontroli warunków przyłączenia do sieci. Obawy inwestorów związane z niepewnością otoczenia regulacyjnego potwierdzają zarówno przeprowadzone przez autorów niniejszego Raportu badania ankietowe, gdzie za największą barierę inwestycyjną uznano nieprzewidywalność konsekwencji wdrożenia systemu aukcyjnego, a także międzynarodowe rankingi. Z kolei publikowany przez EY ranking atrakcyjności Renewable Energy Country Attractiveness Index¹ wskazuje na niewielki wzrost pozycji Polski z 29 na 26 miejsce w stosunku do 2014 roku.

1. Investment barriers – Poland vs. the EU

Regulatory uncertainty

One of the key factors which decreases the investment attractiveness of Poland in terms of renewable energy sources is the instability of the legal system. Until the adoption of the RES Act, the Energy Law had been amended 66 times. On March 18, 2015, just a week after signing the new Act, there was the first meeting of the Parliamentary Extraordinary Commission for the Energy Sector and Energy Resources concerning the possible amendments to the RES Act. On June 12, 2015, the Sejm received the first draft of the amendment. Other changes suggested by social organizations and other stakeholders refer to, among others, the question of support for offshore wind farms and controlling the conditions of connection to the grid. Investors' fears related to instability of the regulatory environment also have been confirmed by the surveys carried out by the authors of this Report, in which the greatest investment obstacle is the unpredictability of the consequences of the implementation of the auction system, as well as by international rankings. In turn the Renewable Energy Country Attractiveness Index¹ published by EY shows a slight improvement of Poland from the 29th to the 26th position in the ranking, as compared to 2014.



Jak zmiana systemu wsparcia wpływa na proces realizowanych przez Państwa projektów?

How does the change of the support system affect the process of projects implemented by you?

48%

projekt jest realizowany, ale wymaga dostosowania do nowych warunków rynkowych
the project is being implemented, but it needs to be adapted to new market conditions

8%

inne
other

8%

projekt został wstrzymany
the project has been suspended

24%

zamierzamy przyspieszyć z pracami, aby móc wystartować w pierwszej aukcji
we intend to speed up the work so that we can take part in the first auction

12%

zamierzamy zdążyć z uruchomieniem projektu tak, aby skorzystać z systemu zielonych certyfikatów
we intend to launch the project in time to benefit from the green certificate system

* Źródło: sondaż TPA Horwath, niereprezentatywna próba inwestorów branżowych
source: TPA Horwath survey, non representative sample group of sector investors

¹ RECAI – Renewable Energy Country Attractiveness Index, Ernst&Young, wrzesień 2015 roku, nr 45, str. 22.

¹ RECAI – Renewable Energy Country Attractiveness Index, Ernst&Young, September 2015, no. 45, p. 22.

Wprowadzona w życie w 2015 roku ustawa o OZE doprowadziła w znacznym stopniu do unormowania prawno-ekonomicznych uwarunkowań dla uzyskania wsparcia przy instalacji nowych mocy wiatrowych. Sam fakt pojawienia się tego od wielu lat oczekiwanego aktu prawnego należy ocenić pozytywnie, ponieważ zakończył okres przedłużającej się i szkodliwej dla większości uczestników rynku niepewności i stagnacji. Nie oznacza to jednak, że dalsze równoległe funkcjonowanie systemu zielonych certyfikatów oraz modelu aukcyjnego zostało ustawowo uregulowane w sposób precyzyjny i nieodwołalny. Przeciwnie, ustawa o OZE deleguje kluczowe uprawnienia dotyczące np. określenia najistotniejszych parametrów aukcji, takich jak ceny referencyjne czy budżet aukcji, do prezesa rady ministrów lub ministra gospodarki. W ten sposób niepewność regulacyjna wynikająca z braku ustawy przeniosła się na niepewność kształtu licznych i częstych rozporządzeń wykonawczych niezbędnych dla realizacji celu ustawy. Zatem każdorazowo to od decyzji rządu zależeć będzie, czy kolejne aukcje przyczynią się do rozwoju rynku, jego hibernacji czy też całkowitego zablokowania.

1.2 Bariery administracyjne

Pod względem formalnych ograniczeń administracyjnych Polska nie wyróżnia się spośród innych państw Unii Europejskiej². Postępowanie od momentu podjęcia 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 należą procedury związane z uzyskaniem oceny wpływu inwestycji na środowisko oraz z planem zagospodarowania przestrzennego.

Przepisy z zakresu ochrony środowiska – np. ochrona przed hałasem, 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 organizacji ekologicznych.

Diagnoza uznawanych przez uczestników polskiego rynku za najistotniejsze bariery inwestycyjnych, w dużym stopniu pokrywa się z tendencją europejską. Niemniej, przeprowadzone w bieżącym roku przez autorów niniejszego Raportu badania ankietowe, podobnie jak to było

The RES Act implemented in 2015 has led to significant regulations of legal and economic conditions for obtaining support for the installation of new wind capacities. The very fact of adopting the long expected piece of legislation should be evaluated positively because it has finished the prolonged period of uncertainty and stagnation on the market which was harmful for most of the players. This doesn't mean however that further parallel existence of the green certificate system and the auction model has been regulated in a precise and irrevocable manner. On the contrary, the RES Act delegates the key rights concerning e.g. specifying the most important parameters of the auction, such as reference prices or the auction budget, to the Prime Minister or the Minister of the Economy. In this way the regulatory uncertainty resulting from the lack of the Act shifted to the uncertainty of the wording of numerous and frequent implementing regulations necessary to attain the Act objective. Therefore each time the government decision will determine if the following auctions will develop the market, contribute to its stagnation or a complete blockade.

Administrative barriers

In terms of formal administrative limitations Poland is not different than other countries of the European Union². The procedure from the time of the decision to construct 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 the 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 environmental organizations which make use of this situation.

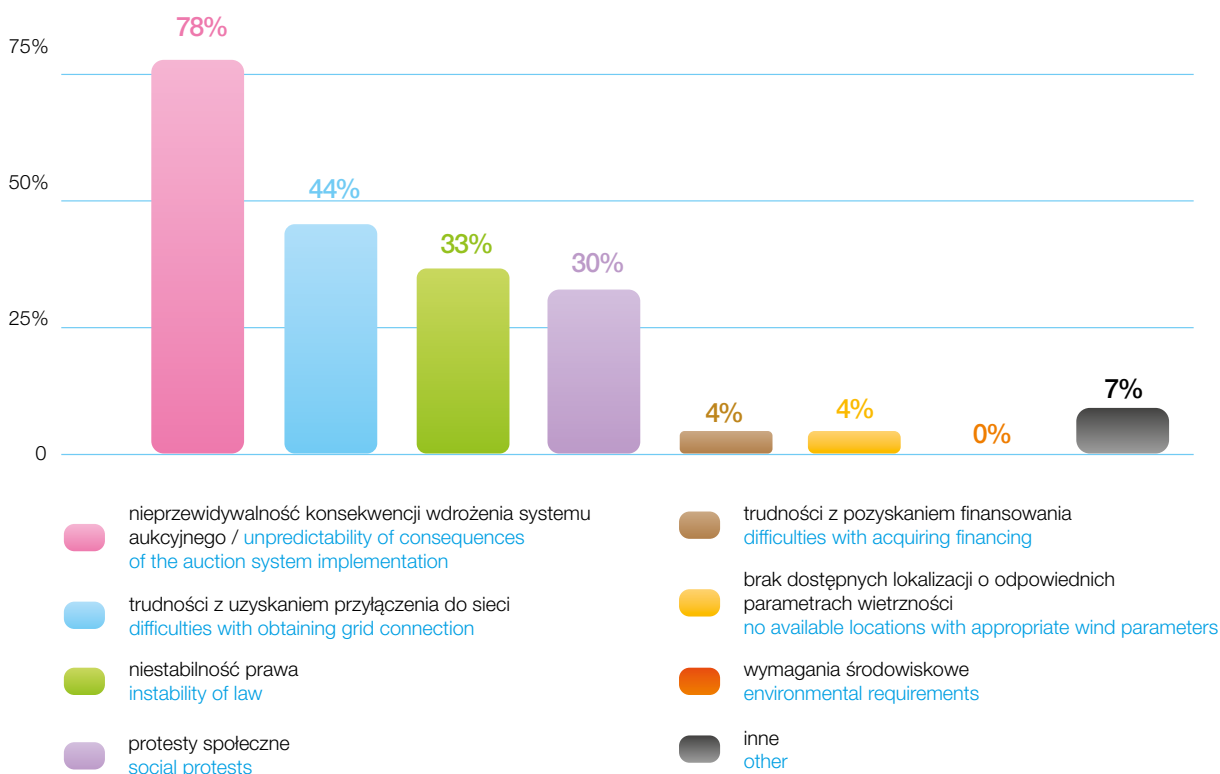
The diagnosis of the most important barriers in the opinion of the players on the Polish market is largely similar to the tendencies in Europe. However, the surveys conducted this year by the authors of the Report, just like in the previous year, suggest that the environmental matters are not listed among the most important barriers

² 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.

² 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.



Najistotniejsze bariery rozwoju rynku wiatrowego w Polsce w opinii inwestorów (respondenci zostali poproszeni o zaznaczenie dwóch odpowiedzi) / Main barriers for the development of 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 sector investor

w roku ubiegłym, wskazują, iż kwestie środowiskowe nie są wymieniane wśród najistotniejszych przeszkód w rozwoju rynku wiatrowego w Polsce. Co z jednej strony wskazuje na poprawę w tym zakresie, a z drugiej na wzrost znaczenia pozostałych ograniczeń.

Ważnym aspektem warunkującym rozwój energetyki wiatrowej w Polsce jest polityka przestrzenna jednostek samorządu terytorialnego, w szczególności w zakresie uchwalania 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 studiów uwarunkowań i kierunków zagospodarowania oraz miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego. Doświadczenia ostatnich lat pokazują rosnącą liczbę protestów społeczności lokalnych wobec planów lokowania farm wiatrowych na ich 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 protesty społeczne³.

³ Jak wynika z raportu przeprowadzonego przez Ambiens (czerwiec 2014 roku) zdecydowana większość ankietowanych spotkała się z koniecznością rozwiązywania konfliktów społecznych.

in the development of the wind market in Poland, which may indicate an improvement in this area, and the growing importance of the other limitations.

An important aspect determining the development of the wind energy sector in Poland is the zoning policy of local government authorities, particularly within the scope of 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 studies of zoning conditions and directions, as well as the local zoning plans assumed by a commune. Experience of the recent years shows the growing number of protests of local communities against the plans of locating wind farms on their territories. 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 protests³.

For the projects of offshore wind farms, an important investment barrier is the lack of appropriate legal regulations, the support system insufficient for achieving minimum profitability of the project (both in the transition

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

Dla projektów morskich farm wiatrowych istotne ograniczenia inwestycyjne to brak odpowiednich regulacji prawnych, niewystarczający do osiągnięcia minimalnej rentowności projektu system wsparcia (zarówno obowiązujący w okresie przejściowym, jak i przewidziany w modelu aukcyjnym ustawy o OZE), niejasne wymagania środowiskowe oraz brak doświadczonych służb administracyjnych.

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 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 powstaje większość nowych elektrowni wiatrowych. Według danych EWEA na koniec 2014 roku Polska z mocą zainstalowaną farm wiatrowych 3 834 MW zajmowała w UE 9 miejsce. Po Niemczech – 39 165 MW, Hiszpanii – 22 987 MW, Wielkiej Brytanii – 12 440 MW, Francji – 9 285 MW, Włoszech – 8 663 MW, Szwecji – 5 425 MW, Portugalii – 4 914 MW, Danii – 4 845 MW⁴. Według danych Urzędu Regulacji Energetyki moc zainstalowana farm wiatrowych w Polsce w pierwszym półroczu tego roku wyniosła 283,6 MW, czyli do połowy 2015 roku w Polsce zainstalowano łącznie niemal 4 118 MW mocy w elektrowniach wiatrowych.

Wśród nowych państw Unii Europejskiej Polska jest liderem pod względem ilości zainstalowanej mocy turbin wiatrowych. Z analizy przedstawionej przez EWEA⁵ wynika, że wysoka liczba przyłączeń w ostatnim czasie paradoksalnie wiąże się z przyspieszeniem realizacji dużej liczby projektów z intencją skorzystania z obowiązującego do końca 2015 roku systemu wsparcia. Jednakże nie w czynnikach legislacyjnych należy upatrywać przyczyn atrakcyjności Polski. Kształtuje ją przede wszystkim atrakcyjne położenie geograficzne, ze sprzyjającymi warunkami wietrznymi zwłaszcza w pasie przybrzeżnym Morza Bałtyckiego oraz północno-wschodniej części kraju.

Zwiększenie wykorzystania odnawialnych źródeł energii jest trzecim celem operacyjnym wskazanym w projekcie Polityki energetycznej Polski do 2050 roku (PEP do 2050 roku). 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

period and assumed in the auction model of the RES Act), unclear environmental requirements, and lack of experienced administrative personnel.

Wind energy market

Wind energy is one of the fastest growing subsectors of the energy sector but it is not, however, a homogeneous 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 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 the majority of new wind power plants were built. According to the data of EWEA at the end of 2014 Poland had the 9th place in the EU with the installed capacity of wind farms at 3,834 MW. After Germany – 39,165 MW, Spain – 22,987 MW, Great Britain – 12,440 MW, France – 9,285 MW, Italy – 8,663 MW, Sweden – 5,425 MW, Portugal – 4,914 MW, Denmark – 4 845 MW⁴. According to the data of the Energy Regulatory Office, the installed capacity of wind farms in Poland in the first half of this year amounted to 283.6 MW, i.e. until mid-2015 Poland had the total of almost 4,118 MW of installed capacity in wind farms.

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 EWEA⁵ 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 support scheme which exists until the end of 2015. 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 favourable wind conditions especially on the coast of the Baltic Sea and in some areas of the north-eastern Poland.

The increased use of renewable energy sources is the third operational objective indicated in the draft of the Energy Policy of Poland until 2050 (EPP 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

⁴ Wind in power. 2014 European statistics, EWEA, Luty 2015, str. 4.

⁵ Raport EWEA „Wiatr ze wschodu. Wschodzące europejskie rynki energetyki wiatrowej” luty 2013, str. 7.

⁴ Wind in power. 2014 European statistics, EWEA, February 2015, p. 4.

⁵ EWEA Report "Eastern winds. Emerging European wind power markets" February 2013, p.7.

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 szybkiego postępu w technologicznym procesie obniżania jednostkowego kosztu wytworzenia energii z wiatru, który pozwala na przyjęcie optymistycznych przewidywań dotyczących tempa osiągnięcia tzw. grid parity i dalszego pozycjonowania technologii wiatrowych wśród najtańszych źródeł mocy. Długoterminowe planowanie polskiego mixu energetycznego powinno zakładać znacznie większy udział OZE, w szczególności po 2030 roku. Przyjęcie niskich założeń rozwojowych podsektora OZE w strategii energetycznej państwa można oceniać w kategoriach politycznych – jest w istocie przejawem konserwatywnego i zachowawczego podejścia do ewolucji krajowego systemu energetycznego. Nie odmawiając decydom prawa do różnych wizji rozwoju polskiej energetyki, należy jednak domagać się oparcia polityki państwa na założeniach zgodnych ze stanem aktualnej wiedzy i nauki.

1.4 Finansowanie projektów⁶

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 finansujące⁷. 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 roku⁸. 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

Pośród banków najbardziej zaangażowanych w finansowanie projektów wiatrowych wymienić należy państwowe Bank Ochrony Środowiska i PKO Bank Polski oraz banki komercyjne: Raiffeisen Bank Polska, BGŻ BNP Paribas,

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 form of "presentism" does not take into account the quick progress in the technological process of decreasing the unit cost of generating energy from wind which allows for adopting optimistic forecasts concerning the speed of achieving the so-called grid parity and further positioning of wind technologies among 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 behavioural approach to the evolution of the Polish power system. Not denying the decision-makers their right to different visions of the development of the Polish energy sector, nevertheless we should demand basing the state policy on the premises compliant with the current knowledge and science.

Financing projects⁶

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 institutions⁷. 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 2020⁸. 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 and PKO Bank Polski, as well as commercial banks: Raiffeisen Bank Polska, BGŻ BNP

⁶ Na podstawie: „Eastern winds, Emerging European wind power markets, European Wind Energy Association”, luty 2013.

⁷ RECAI – Renewable Energy Country Attractiveness Index, Ernst&Young, wrzesień 2014 r., nr 42, s. 14.

⁸ Renewable Energy Sources – Electricity Report – Poland, grudzień 2013 r., s. 21.

⁶ On the basis of: “Eastern winds, Emerging European wind power markets, European Wind Energy Association”, February 2013.

⁷ RECAI – Renewable Energy Country Attractiveness Index, Ernst&Young, September 2014, no. 42, p. 14.

⁸ Renewable Energy Sources – Electricity Report – Poland, December 2013, p. 21.



Nie ma już chyba przedsiębiorstwa, które w mniej lub bardziej nagłośniony i sformalizowany sposób nie prowadziłoby polityki społecznie odpowiedzialnego biznesu. Wszystkie sektory gospodarki chcą przez to budować przewagę na rynku, ocieplać swój wizerunek i zdobywać zaufanie społeczne. Taki trend obserwujemy również, a może przede wszystkim, w energetyce. Różnorakie imprezy sportowe i muzyczne, współpraca z organizacjami pozarządowymi, wreszcie ambitne i realne inwestycje w rozwój odnawialnych źródeł energii (OZE), czynią tę gałąź przemysłu jednym z liderów w budowaniu „lepszego jutra”.

Czy jednak nasze społeczeństwo to zauważa? Rozwój odnawialnych źródeł energii powinien przecież poprawiać nastroje społeczne, a nie raz budzi niepewność i wrogość. Na szczeblu lokalnym niejednokrotnie toczy się spór o to, gdzie i czy w ogóle ma powstać nowa instalacja. Na pierwszy rzut oka takie podejście może zaskakiwać. Przecież od wejścia Polski do Unii Europejskiej słyszymy o korzyściach płynących z rozwoju OZE. Wrażliwość obywateli powinna być również spotęgowana trwająca od dawna dyskusja nt. zmian klimatu i działań, jakie świat musi podjąć w celu złagodzenia ich skutków.

Jednak ta dyskusja toczy się głównie na arenie międzynarodowej. A to przecież na szczeblu lokalnym musi nastąpić „wdrożenie” postanowień i realizacja zapisów aktów prawnych. Dlatego warto zadać pytanie, czy mieszkańcy miast i gmin są wystarczająco angażowani w proces decyzyjny. Czy konsultacje społeczne są w stanie rozwiązać narastające przez lata wątpliwości i obawy, wynikające niejednokrotnie z braku dostępu do wiarygodnych źródeł?

Mieszkańcy chcą być odpowiedzialni i mieć poczucie sprawstwa. Chcą wpływać na jakość swojego życia i przestrzeń, w której żyją. Na samorządach i inwestorach spoczywa więc odpowiedzialność za umacnianie tego rodzącego się kapitału społecznego i odpowiedź na potrzebę dialogu sygnalizowaną przez lokalne społeczności. Kluczowe staje się budowanie więzi pomiędzy mieszkańcami a jednostkami samorządu terytorialnego. Przełoży się to na wzrost zaufania społecznego, także do inwestorów. Wówczas dialog, z merytorycznym i odpowiedzialnym przekazem, stanie się fundamentem zmian w naszej mentalności i jakości życia społeczno-gospodarczego.



Dominika Kulczyk

założyciel, wiceprezes
Founder, Vice President
Green Cross Poland

Probably there aren't any businesses now without the corporate social responsibility policy implemented in a more or less official and formalized manner. In this way all sectors of the economy want to build the competitive advantage on the market, improve their image and gain public trust.

Such a trend is also, or perhaps in particular, visible in the energy sector. Various types of sports and music events, cooperation with non-governmental organizations, or ambitious and tangible investments in the development of renewable energy sources (RES) make this industry one of the leaders of building "the better future".

But does the society take any notice of it? The development of renewable energy sources should improve public mood yet it often raises uncertainty and hostility. At the local level we often see disputes where and if a new installation should be built. At first glance such an attitude may seem surprising. After all, since Poland's accession to the European Union we have

been hearing about benefits resulting from RES development. People's sensitivity should have been also intensified by the long discussion on climate change and actions which the world must undertake in order to mitigate the consequences.

However this debate occurs mainly on the international arena. And it is on the local level where the "implementation" of decisions and executing the provisions of legal acts must take place. Therefore, it is worth asking a question whether inhabitants of towns and communes are sufficiently engaged in the decision-making process. Are public consultations able to clear the fears and doubts, which have been growing for years and which are often the consequence of poor access to reliable sources of information?

People want to be responsible and feel that what they do matters. They want to influence the quality of their life and of their home. Local governments and investors are responsible for building up the fresh social capital and for responding to the need for dialogue expressed by local communities. It is crucial to develop relations between residents and local governments. This will translate into the increased public trust, also in investors. Only then the dialogue conveying factual and responsible message will become the corner stone of changes in our mentality and the quality of social and economic life.

Bank Pekao S.A. (grupa Unicredit) oraz DnB Nord Polska. Kilka projektów było finansowanych przy udziale podmiotów zagranicznych takich jak: NordLB, Commerzbank oraz KBC Bank⁹. 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. Banki nie oferują jeszcze produktów adresujących aukcyjny system wsparcia OZE, koncentrując się na projektach realizowanych w systemie zielonych certyfikatów.

Po wejściu w życie systemu aukcyjnego z początkiem 2016 r. projekty wygrywające aukcje powinny cieszyć się sporym zainteresowaniem ze strony banków co przełoży

Paribas, Bank 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 Bank⁹. 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. 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.

After the implementation of the auction system at the beginning of 2016, the projects which win auctions should enjoy significant interest of the banks, as well as the decreased costs of credit, which will result from

⁹ Energia wiatrowa w Polsce. Przewodnik dla inwestorów, sierpień 2012, s. 16.

⁹ Wind Energy in Poland. Guidebook for Investors, August 2012, p. 16.

się na obniżenie kosztów kredytu wynikające z niższej marży banków. Obniżenie marż powinno wynikać po pierwsze z niższego ryzyka kredytowego instytucji finansujących projekty aukcyjne, zabezpieczających się na strumieniu przychodów opartym w istocie na rodzaju taryfy stałej. Po drugie, inwestycje tego typu stworzą 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, a także pozostała i niezbędna dokumentacja),
- sprzęt – preferowana jest technologia dostarczana przez renomowanych producentów i zapewniająca najlepsze parametry w zakresie sprawności

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 security will come from a source of revenue actually based on 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);
- equipment – preferred technology supplied by renowned manufacturers and guaranteeing the best parameters in terms of efficiency and environmental impact for the particular location;



Jaka jest w Państwa opinii aktualna wartość projektu wiatrowego z pozwoleniem na budowę w dobrej lokalizacji (powyżej 2 700 MWh/MW/rok)? / In your opinion, what is the current value of the wind project with a building permit in a good location (over 2,700 MWh/MW/year)?

27%

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

11%

trudno powiedzieć
hard to say

12%

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

19%

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

31%

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

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

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.

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), Nordycki Bank Inwestycyjny (NIB) oraz Międzynarodowa Korporacja Finansowa (IFC).

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

- Power Purchase Agreement (PPA) – the best project should have the PPA for min. 4-6 years;
- Certificates Purchase Agreement (CPA) – if it exists.

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 crediting and sometimes slightly lower costs of financing in comparison with the offer of commercial banks.

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.

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



Jaki jest w Państwa przypadku średni okres przygotowania inwestycji do uzyskania pozwolenia na budowę?
How long is in your case the average investment preparation time until obtaining a building permit?

50%

powyżej 6 lat
more than 6 years

11%

poniżej 4 lat
under 4 years

27%

od 5 do 6 lat
between 5 and 6 years

12%

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 sector investors

Z badań przeprowadzonych przez autorów niniejszego Raportu wynika, iż sam okres przygotowania projektu do momentu rozpoczęcia prac budowlanych może wynosić nawet powyżej 6 lat. Warte podkreślenia jest, to że badania ankietowe pokazują, iż z roku na rok ten okres się wydłuża. Czynnikiem, które w największym stopniu spowalniają proces przygotowania i realizacji inwestycji są złożoność procedur administracyjnych oraz nieostrość lub niepewność regulacji prawnych.

power plant and connection to the grid. The research conducted by the authors of this Report shows that just the period of preparing the project until the moment of commencing construction works may even exceed 6 years. It is worth stressing that the survey shows that each year this period is getting longer. 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.



RWE przygotowuje kilka projektów, by być gotowym do aukcji w 2016 roku. Są to projekty do 50 MW i mamy nadzieję, że przynajmniej jeden wygra licytację. Oczywiście jest za wcześnie by stwierdzić ostatecznie, jaką łączną moc skierujemy na pierwszą aukcję. Finalna decyzja będzie zależała od przyjętych cen referencyjnych energii elektrycznej wytworzonej z OZE oraz od stopnia przygotowania poszczególnych projektów. Dotychczas, jedynie opublikowano projekt rozporządzenia Ministra Gospodarki, który określa wysokość cen referencyjnych.

Przewidujemy, że naszymi konkurentami na pierwszym przetargu będą duże firmy, bo nowy system aukcyjny raczej utrudni dostęp do rynku mniejszym deweloperom. Spodziewamy się czołówki firm energetycznych inwestujących w energię wiatrową i w tym kontekście opracowujemy naszą strategię aukcyjną. Nie znając jeszcze wszystkich warunków aukcji, trudno jest określić próg produktywności warunkujący sukces. Gdy poznamy ceny referencyjne, będziemy mogli go oszacować i określić, czy dany projekt jest powyżej czy poniżej progu produktywności. Na to nałoży się szereg innych kwestii, jak np. ceny turbin wiatrowych i pozostałe koszty inwestycyjne.

Musimy patrzeć na każdy projekt holistycznie, by móc ocenić jego próg produktywności i szanse powodzenia na licytacji. Obecnie bardzo trudno znaleźć w kraju projekt, który byłby dochodowy przy cenie poniżej 300 zł za 1 MWh. Najlepsze lokalizacje w Polsce, gdzie jest zadowalający wiatr, dający najwyższą produktywność, są już zajęte lub występują ograniczenia w przyłączeniu do sieci elektroenergetycznej. Dlatego przewidujemy, że zdecydowana większość projektów zgłaszana będzie na aukcję w 2016 r. z ceną powyżej tego poziomu. Rozważamy również możliwość migracji projektów z systemu zielonych certyfikatów do aukcyjnego, ale zależać to będzie od cen referencyjnych, jakie zostaną ogłoszone dla projektów istniejących. Wtedy stwierdzimy, co jest dla nas bardziej opłacalne. Niestety, ogłoszony na 2016 rok wolumen energii o budżet aukcji dla istniejących projektów jest bardzo niski. Konkurencja w tej grupie będzie zatem bardzo duża.

Także wolumen i budżet zaproponowany dla nowych projektów na 2016 r. wydają się być niewystarczające na obecnym etapie rozwoju rynku. W efekcie dojdzie do jego spowolnienia – nie wszystkie projekty, które mogłyby być wybudowane, wygrają aukcję i w konsekwencji zostaną zrealizowane. Oczekujemy, że nowy rząd, sformowany po wyborach parlamentarnych będzie wypełniał cele polityki unijnej. Sektor energetyki odnawialnej w perspektywie następnych lat musi więc rosnąć. Mamy zatem nadzieję, że jeżeli dojdzie do korekty parametrów pierwszej aukcji i wyznaczenia ich dla kolejnych, będą one kształtowane w duchu dalszej stabilnej rozbudowy sektora OZE.



Robert Macias

Członek Zarządu
RWE Renewables Polska
Dyrektor ds. Rozwoju Projektów
Wiatrowych
RWE Renewables Board
Member and Head of Operation
and Execution
RWE Polska

RWE is preparing several projects in order to be ready for the auction in 2016. These are projects below 50 MW and we hope that at least one of them wins the bid. Naturally it is too early to say definitely what total capacity we will submit for the first auction. The final decision will depend on the accepted reference prices of electricity generated from renewable energy sources and the advancement level of individual projects. So far only a draft of the regulation of the Ministry of the Economy which sets reference prices was published.

We expect our competitors in the first auction to be large companies because the new auction system will rather make it more difficult for smaller developers to access the market. We are expecting to see the leading energy companies which invest in wind energy and we are preparing our auction strategy for this situation. Without the knowledge of all the conditions of the auction it is difficult to define the profitability threshold which would guarantee success. When we know the binding reference prices, we will be able to estimate it and decide if the particular project is above or below the threshold. It will be influenced by many other issues, such as the price of wind turbines and other investment costs. We must

have a holistic approach to each project to assess its profitability threshold and its chances of success in the auction.

Currently it is hard to find a project in Poland which would be profitable at the price below PLN 300 per 1 MWh. The best locations in Poland with satisfactory wind conditions, which offer the highest productivity, have already been taken or there are limitations in connections to the grid. That is why we forecast that a vast majority of the projects will participate in the auction in 2016 at a price above this level.

We are also considering the possibility of migrating projects from the system of green certificates to the auction system but it will depend on the final reference prices which will be set for the existing projects. Only then we can assess what will be more profitable for us. Unfortunately the volume of energy announced for 2016 and the auction budget for existing projects is very low. Therefore the competition in this group will be severe.

Also the budget and volume proposed for new projects for 2016 seem to be insufficient at the current stage of the market development. Consequently we will experience a slowdown – as not all projects, which could be built, will win the auction and will be executed. We expect that the new government formed after the parliamentary elections will continue to follow the objectives of the EU policy. Therefore the renewable energy sector will have to grow in the perspective of the next few years. So we hope that if the parameters of the first auction are adjusted and new ones are set, they will reflect the idea of the further stable development of the RES sector.

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"> wstępna analiza możliwości pozyskania gruntów pod farmę i infrastrukturę (zawarcie umów przedwstępnych uprawniających do dysponowania gruntami), wstępna analiza uwarunkowań środowiskowych, wstępne konsultacje z władzami lokalnymi. | <p>Selection of the location for a wind farm, including:</p> <ul style="list-style-type: none"> preliminary analysis of the possibility of obtaining land for the farm and infrastructure (concluding preliminary contracts which entitle to administer the land), preliminary analysis of environmental conditions, preliminary consultations with local authorities. |
| 2 | <p>Analiza możliwości budowy farmy wiatrowej w wybranej lokalizacji, w tym:</p> <ul style="list-style-type: none"> analiza aktualnych uwarunkowań zagospodarowania przestrzennego, wstępna analiza możliwości przyłączenia do sieci elektroenergetycznej oraz analiza przebiegu tras kablowych, wstępna analiza warunków budowlanych oraz infrastruktury drogowej, wstępny audyt ekologiczny/screening. | <p>Analysis of the possibility of constructing a wind farm in the selected location, including:</p> <ul style="list-style-type: none"> analysis of the existing zoning conditions, preliminary analysis of the possibility of a connection to the power grid and the analysis of the cable routes, preliminary analysis of construction conditions and road infrastructure, preliminary ecological audit /screening. |
| 3 | <p>Uzyskanie u władz lokalnych akceptacji dla budowy farmy.</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 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"> uzyskanie decyzji o warunkach zabudowy dla masztu pomiarowego (jednego lub więcej), budowa masztu (-ów) i zbieranie danych w okresie minimum 1 roku. | <p>Conducting the measurement study of wind parameters, including:</p> <ul style="list-style-type: none"> obtaining a decision on land development for a measurement mast (one or more), erecting the mast(s) and gathering data in the period of minimum 1 year. |
| 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> |

Procedury i formalności Procedures and formalities

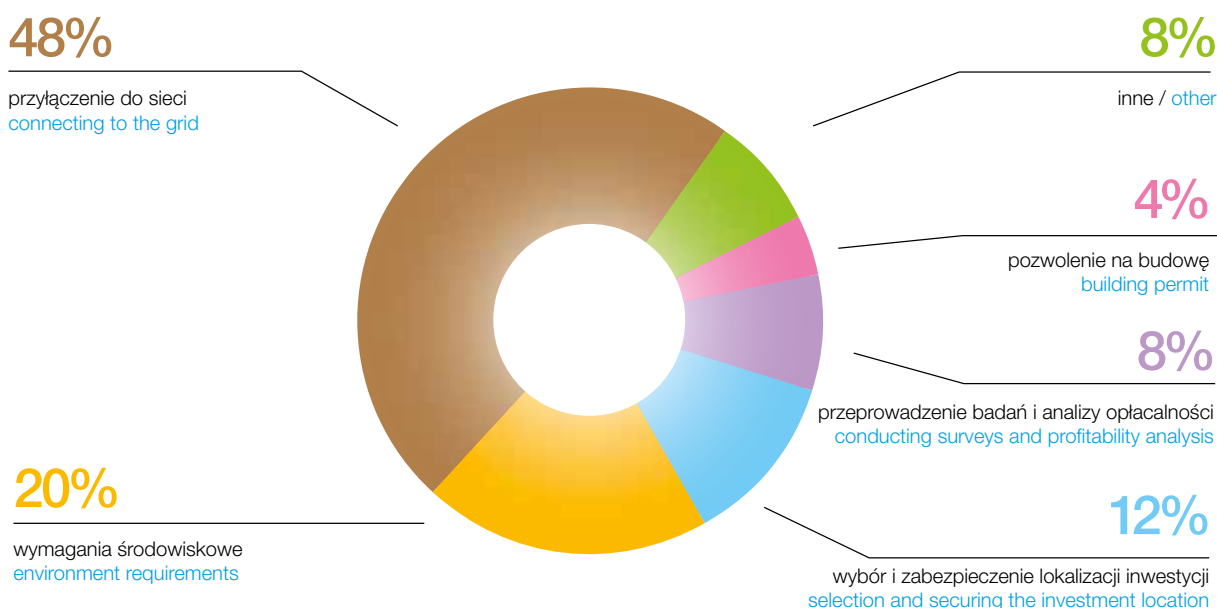
10	Wystąpienie o warunki przyłączenia do sieci (Opracowanie przez OSD/OSP ekspertyzy wpływu farmy wiatrowej na krajowy system elektroenergetyczny).	Applying for conditions for connection to the grid (A study by OSD/OSP [Distribution/Transmission System Operator] of the impact of the wind farm on the Polish 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 decisions issued by the Regional Directorate for 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 wraz ze stwierdzeniem występowania tzw. efektu zachęty.	Obtaining the promise of the concession for producing electrical energy including the decision on the existence of the so-called incentive effect.
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	Uzyskanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji (prekwalifikacja).	Obtaining a certificate allowing for participation in the auction (prequalification).
25	Wygrana w aukcji.	Winning the auction.
26	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).

Finansowanie Financing

27	Realizacja procesu budowlanego.	Executing the construction process.
28	Uzgodnienie instrukcji współpracy z OSD/OSP.	Agreeing the cooperation guidelines with OSD/OSP.
29	Uzyskanie koncesji na wytwarzanie energii.	Obtaining the concession for production of energy.
30	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 sector investors

2.2 Kto zdąży skorzystać z zielonych certyfikatów?

Ustawa o OZE przewiduje wprowadzenie 1 stycznia 2016 roku nowego systemu wsparcia (tzw. modelu aukcyjnego). 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 ramach rozruchu technologicznego) przed dniem wejścia w życie nowych regulacji. Z porównania obu modeli wsparcia OZE wynika jasno, iż system aukcyjny cechować się będzie większą konkurencyjnością i niepewnością. Można w uproszczeniu przyjąć, że system aukcyjny będzie znacznie bardziej wymagający dla projektów OZE niż system zielonych certyfikatów. Aukcje wygrywać będą z zasady projekty najlepsze pod względem produktywności i jednostkowego kosztu wytworzenia energii. Model aukcyjny wyeliminuje gwarancję uzyskania jakichkolwiek przychodów

Who will be on time to use the green certificates?

The RES Act assumes the implementation of the new support scheme (the so-called auction model) 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 as part of technical start-up) before the new regulations come into force.

The comparison of both models of RES support clearly shows that the auction system will be characterized by higher competitiveness and uncertainty. It can be assumed in general that the auction system will be more demanding for RES projects than the system of green certificates. As a rule, auctions will be won by the best projects in terms of energy yield and the unit cost of produced energy. The auction model will eliminate the guarantee to obtain any revenue until

do momentu wygrania aukcji, co stanowi ryzyko akceptowalne jedynie pod warunkiem, że nie zaangażowano jeszcze środków w budowę elektrowni. Stąd, obserwujemy duże zainteresowanie inwestorów przyspieszeniem realizacji projektów wiatrowych w sposób dający szansę na skorzystanie z systemu zielonych certyfikatów.

Z uwagi na specyficzny sposób uregulowania przejścia z jednego systemu na drugi (sztywna data zmiany), przedsiębiorcy planujący pierwsze wytworzenie energii pod koniec 2015 roku ponoszą podwyższone ryzyko wynikające z ewentualnego opóźnienia. Należy zakładać, że w skali kraju kilka jednostkowych projektów może znaleźć się w takiej sytuacji, tj. pierwsza generacja pojawi się po 31 grudnia 2015 roku. W ich przypadku brak dostępu do zielonych certyfikatów oznaczać może gwałtowną utratę wartości projektu, co może prowokować do przyjęcia agresywnych strategii licytacji w systemie aukcyjnym (tj. po cenie niezapewniającej rentowności, ale gwarantującej odzyskanie części zaangażowanego kapitału). Z uwagi na relatywnie płytki koszyk pierwszej oczekiwanej aukcji w 2016 roku, tego typu zachowanie nawet jednego lub kilku projektów w podobnej sytuacji może istotnie wpłynąć na wynik aukcji.

Niezależnie od powyższych rozważań, ustawa o OZE przewiduje także możliwość wydawania świadectw pochodzenia wytwórcom energii z instalacji OZE zmodernizowanych przez pierwsze sześć miesięcy 2016 roku. Rozwiązanie to w założeniach ma przede wszystkim motywować przedsiębiorców do unowocześniania istniejących instalacji.

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 projekty inwestycyjne od początku do etapu pozwolenia na budowę lub w formule „pod klucz”. 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 i przechodzą do fazy eksploatacyjnej produkując energię elektryczną. Projekt wiatrowy można nabyć/zbyć w dwójaki 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 optymalnej formy transakcji uzależnione jest od szeregu okoliczności. Podstawową zaletą transakcji udziałowej jest pewność utrzymania wszelkich praw dotyczących projektu przez nabywcę. Jej wadą jest to, iż spółka przechodzi „z dobrodziejstwem inwentarza” obejmującym wszelkie prawa i obowiązki

winning the auction, which constitutes the acceptable risk only under the condition that the resources for building a power plant have not been engaged. Hence today we are observing an increased interest of investors in faster execution of wind project which have a chance to fall under the system of green certificates. Due to the specific manner regulating the switch from one system to another (fixed date of the shift), entrepreneurs planning to generate first energy at the end of 2015 bear a high risk resulting from a possible delay. It should be assumed that in the whole country several individual projects may find themselves in a such situation, i.e. the first generation will appear after December 31, 2015. For them no access to green certificates may mean a drastic fall in the value of the project which may encourage them to adopt aggressive bidding strategies in the auction system (i.e. at a price not guaranteeing profitability but ensuring the recovery of a part of the engaged capital). Due to the relatively shallow basket of the first expected auction in 2016, such behaviour of one or more projects in a similar situation may significantly influence the result of the auction.

Notwithstanding these deliberations, the RES Act also assumes the possibility of issuing certificates of origin to the producers of energy from RES installations modernized in the first six months of 2016. The premise of this solution is particularly to motivate entrepreneurs to modernize the existing installations.

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 operational phase when they produce electrical energy. A 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 enterprise 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 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

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 cywilno-prawnych oraz decyzji administracyjnych uzyskanych przez sprzedającego. Z tego powodu 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 awaryjność¹⁰ 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 lub gatunków 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.

2.3.1 Perspektywa zbywcy

Analiza ryzyk wykonana na zamówienie podmiotów sprzedających (vendor due diligence) – ma przede wszystkim na celu rozpoznanie mocnych i słabych stron

public, and 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 on the market. 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 forecast amount of produced energy, unreliable wind measurements, delays in executing the projects, not optimal layout, cost-generating connection, high failure rate¹⁰ 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, unfavourable land lease conditions, unfavourable contracts with finance institutions, etc.,
- environmental risks: incorrect noise measurements and failing to take protected areas or species 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 contractual 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.

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

¹⁰ 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.

¹⁰ Sources: TPA Horwath, K. Szklarska, B. Seweryn, “Due diligence of wind farms”, *Czysta Energia* 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



Biorąc pod uwagę obserwowane zmiany klimatyczne, ich niewątpliwy związek z emisją CO₂, rezygnacja z konwencjonalnych źródeł energii oraz ich sukcesywne zastępowanie źródłami odnawialnymi lub niskoemisyjnymi wydają się być nieuniknione. FWT jako dostawca wielomegawatowych turbin wiatrowych jest dumna z aktywnego udziału w transformacji energetycznej, w szczególności w regionach, które mocno oparte były (lub jeszcze są) na węglu jak np. Śląsk, gdzie właśnie budujemy farmę wiatrową o mocy 90,5 MW (Krzanowice) lub w zagłębiu Ruhry (Bottrop), gdzie instalujemy wysokowydajną turbinę nowej generacji FWT 3000/120 (Hybrid-Drive). Wychodzimy w ten sposób naprzeciw rynkowym trendom, gdzie dominuje tendencja nie tyle do ciągłego zwiększania mocy turbiny, lecz wydajności. Większą wydajność można osiągnąć zwiększając średnicę rotora, która w modelu FWT 3000 wynosi 120 m (w planie do 130 m) lub podwyższając wieżę – aktualnie 140 m (w planie do 170 m). Jako producent turbin, obok wydajności myślimy także o równowadze ekologicznej. W tym celu prowadzimy badania nad możliwością zastosowania przy produkcji wież lub łopatek materiałów bardziej przyjaznych dla środowiska, np. drewna. Obserwując polski rynek energetyczny, nie sposób nie zauważyć zmian, jakie na nim zachodzą. Jednak wiele obszarów wymaga nadal prawnego uregulowania, a niektóre istniejące rozwiązania powinny być wprowadzone dużo wcześniej. Nowy system wsparcia energetyki odnawialnej może, ale nie musi sprzyjać rozwojowi sektora energetyki odnawialnej. Zbyt wiele zależy tu od dobrej woli i doraźnej polityki ministrów, podczas gdy sama ustawa o OZE niczego nie gwarantuje. Miejmy nadzieję, że rządzący zechcą zrealizować jej zapisy w sposób budzący zaufanie inwestorów i pozostałych uczestników rynku.



Adam Goroll

Head of Sales Domestic
& Eastern Europe
FWT energy GmbH & Co. KG

In view of the observed climate changes, their unquestionable connection with CO₂ emissions, giving up conventional energy sources and their gradual replacement with renewable or low-emission sources seem to be inevitable. As a provider of multi-megawatt wind turbines, FWT is proud of its active participation in the energy transformation, in particular in regions which were (or still are) firmly based on coals, such as Silesia, where we are building a wind farm with the capacity of 90.5 MW (Krzanowice) or the Ruhr region (Bottrop), where we are installing a high-capacity new generation turbine FWT 3000/120 (Hybrid-Drive). In this way we are anticipating market trends where the tendency is not only to increase the capacity of the turbine but rather its yield. Higher yield can be achieved by increasing the rotor diameter which in FWT 3000 model is 120 m (planned up to 130 m) or by raising the tower – currently 140 m (planned up to 170 m). As a manufacturer of turbines, apart from yield we also have ecological balance in mind. To this end we are conducting

research on the possibility of using more environmentally friendly materials, like wood, for the production of towers or rotor blades.

Looking at the Polish energy market it is impossible to overlook the ongoing changes. Nevertheless many areas still call for legal regulations and some of the existing solutions should have been implemented much earlier. The new renewable energy support scheme may or may not favour the development of the renewable energy sector. Much depends here on the good will and ad hoc policy of ministers whereas the RES Act alone does not guarantee anything. Let's hope that the powers that be will see fit to fulfil its provisions in a manner that will raise the trust of investors and other market players.

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 poprzez organizację vendor due diligence lub/i uruchomienie wirtualnej przestrzeni (tzw. virtual data room) do analiz due diligence przez nich prowadzonych. Praktycznym rozwiązaniem jest też 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 wraz z ich harmonogramem, posiadane pozwolenia i decyzje, model i dane techniczne przewidzianych turbin, przewidywaną moc, produktywność, tytuł prawny do nieruchomości, warunki przyłączenia do sieci oraz dane kontaktowe.

relation to market benchmarks. It allows for managing a part of the identified risks before disclosing them to the buyer and consequently to close 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 favourable, as well as the basic information on the project, such as: location, construction phase with the schedule, held permits and decisions, model and technical details of planned turbines, planned capacity, energy yield, legal title to the real estate, connection conditions to the grid and contact details.

2.3.2 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).

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, policies, escrow accounts, etc.), public measures (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 z dogodnymi warunkami wietrznymi. Od wyboru lokalizacji

Location of the investment

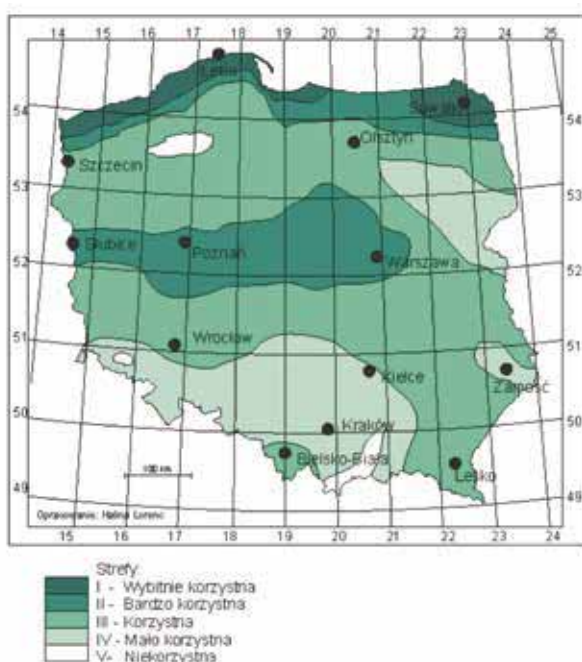
Where is it worth investing?

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 favourable wind conditions. The selection of the location determines the basic parameter deciding about the value



Strefy energetyczne wiatru w Polsce – Mezoskala / Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE)

Wind energy zones in Poland – Mezoscale / Polish Power System (PPS)



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

zależy podstawowy parametr przesądzający 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.

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 przeprojektowania w celu zastosowania najnowszych dostępnych urządzeń, najczęściej wymagających wyższej wieży. Rozwój technologiczny urządzeń wytwarzających energię z wiatru, a także towarzyszącego im oprogramowania powoduje, że energetyka wiatrowa penetruje coraz częściej lokalizacje wcześniej dla niej nieopłacalne. Dotyczy to np. obszarów Polski południowej, gdzie rentowność inwestycji zależy od jej optymalizacji m.in. w oparciu o właściwy dobór turbin, wysokość 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

3.2.1 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, Francja, Dania, USA),
- poziom dźwięku w odniesieniu do średniej rocznej (np. Holandia, Norwegia),
- poziomy statystyczne emisji dźwięku (np. Australia, Nowa Zelandia)¹¹.

¹¹ <http://raportcsr.pl/lokalizacja-farm-wiatrowych/>

of wind project, i.e. profitability – 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 energy yield 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 neighbouring weather station, an airport or a neighbouring 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 have not been conducted using certified measuring equipments at the appropriate (for the type of the turbines to be installed) height and for the period of minimum 1 year.

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, which usually requires a higher mast.

The technological development of equipment which generates energy from wind, and also 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, 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)¹¹.

¹¹ <http://raportcsr.pl/lokalizacja-farm-wiatrowych/>

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 NIK¹² „[...] 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, która określa, m.in. że pomiary należy dokonywać na wysokości 10 m. Dopuszczalne w Polsce normy hałasu określa się osobno dla dnia i nocy. Wartości dopuszczalne określone są z uwzględnieniem rodzajów i funkcji terenów chronionych akustycznie¹³. 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.

3.2.2 Protesty społeczne

Rozwojowi rynku wiatrowego towarzyszą mniej lub bardziej nasilone 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

¹² Najwyższa Izba Kontroli, Informacja o wynikach kontroli „Lokalizacja i budowa lądowych farm wiatrowych”, Nr ewid. 131/2014/P/13/189/LWR.

¹³ 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.

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 [the Supreme Audit Office] report showed that¹² „[...] regulations governing the methodology of noise emission measurements did not guarantee a reliable assessment of inconveniences regarding 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 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 m.

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 acoustically¹³. 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 neighbouring 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

¹² 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.

¹³ 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.

wiatrowych, ale również sposób prowadzenia konsultacji przez inwestorów. Kwestia minimalnej odległości turbin wiatrowych od zabudowań mieszkalnych wzbudza wiele kontrowersji. W niektórych krajach europejskich istnieją dobre praktyki, z których część jest usankcjonowana prawnie, a większość ma charakter niewiążących wytycznych. Przykładowo, w Belgii to odległość turbin od domów na terenach zabudowanych jest równoznaczna z czterokrotnością całkowitej wysokości turbiny, a dla domów zlokalizowanych na terenach użytkowanych rolniczo jest równoznaczna z trzykrotnością całkowitej wysokości turbiny. W Niemczech odległość od zabudowań wynosi od 300 do 1 tys. m (w różnych landach), a w Hiszpanii od 500 do 1 tys. m (w zależności od regionu)¹⁴.

W Polsce pojawił się projekt poselski z zapisem wprowadzającym minimalną trzykilometrową odległość turbin wiatrowych od zabudowań mieszkalnych i terenów leśnych dla elektrowni wiatrowych o mocy przekraczającej 500 kW. Projekt ten nie zyskał jednak poparcia większości posłów i w odpowiedzi na tę propozycję pojawiła się inicjatywa sejmowych komisji infrastruktury oraz samorządu terytorialnego, wskazująca przede wszystkim aby OZE powyżej 40 kW były lokalizowane w oparciu o miejscowe plany zagospodarowania przestrzennego. Taki zapis pojawił się w projekcie poselskim ustawy o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym i ustawy – Prawo budowlane (druk nr 2964) oraz w projekcie rządowym ustawy o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz niektórych innych ustaw (druk 3896), przyjętym przez Radę Ministrów 18 sierpnia 2015 roku. Ze względu na stosunkowo późne podjęcie tych prac, nie zostały one ukończone w poprzedniej kadencji Parlamentu. Na dzień wydania Raportu nie toczą się żadne prace legislacyjne zmierzające do uregulowania tej kwestii. Oznacza to, że lokalizowanie turbin wiatrowych w odpowiedniej odległości od miejsc zamieszkania ludzi dokonywane jest w oparciu o obowiązujące w Polsce przepisy wskazujące na konieczność dotrzymania standardów jakości środowiska w zakresie emisji hałasu. W toku aktualnie obowiązującej oceny oddziaływania na środowisko inwestor jest zobowiązany do przestrzegania minimalnych odległości, które wynikają ze specjalistycznego modelowania zasięgu oddziaływań akustycznych w danej lokalizacji.

the way of conducting consultations by the investors. The issue of minimum distance of wind turbines from residential housing raises many controversies. In some European countries there are good practices, part of which are legally sanctioned and the majority constitutes non-binding guidelines. For instance, in Belgium the distance of turbines from houses in developed areas equals to four-times the total height of the turbine, and for houses located in farming areas this distance is three-times the total height of a turbine. In Germany, the distance from buildings is from 300 to 1,000 meters (in different lands), in Spain from 500 to 1,000 meters (depending on the region)¹⁴.

A bill initiated by MPs appeared in Poland introducing a minimum 3-kilometre distance between wind farms and residential buildings and forest areas for wind power plants with the capacity exceeding 500 kW. However the draft was not positively viewed by the majority of the MPs and a counterproposal appeared initiated by the parliamentary commissions for infrastructure and the local authorities indicating above all that RES exceeding 40 kW were located based on local zoning plans. Such a provision appeared in the bill initiated by MPs amending the Act on Zoning Plans and Land Development and the Construction Law (printed matter no. 2964) and in the government bill amending the Act on Zoning Plans and Land Development and some other acts (printed matter no. 3896), adopted by the Council of Ministers on August 18, 2015. Due to the relatively late commencement of the works, they have not been completed in the preceding term of office of the Parliament. On the publication date of this Report there are no legislative works in progress aimed at regulating this matter. This means that location of wind turbines in an appropriate distance from residential areas is made under regulations binding for Poland which indicate the necessity to maintain the standards of environmental quality in terms of noise emissions. In the process of the currently binding environmental impact assessment, the investor is obliged to adhere to minimum distance which results from the specialist model of acoustic impact range in a particular location.

4 System wsparcia

4.1 Obecny system wsparcia – podsumowanie funkcjonowania

Głównym filarem systemu wsparcia produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych jest funkcjonujący

¹⁴ Rzecznik Praw Obywatelskich, Wystąpienie do Prezesa Rady Ministrów w sprawie uregulowania minimalnych odległości farm wiatrowych od zabudowy mieszkaniowej, sygn. IV.7006.271.2014, str. 3.

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 in existence since

¹⁴ The Ombudsman, Appeal to the Prime Minister on regulating the minimum distance of wind farms from residential buildings, ref. no. IV.7006.271.2014, p. 3.

od 2004 r. system tzw. zielonych certyfikatów, o którym mowa była w części prawnej niniejszego Raportu. 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 na ogół sprzedaje ją tzw. sprzedawcy z urzędu po średniej cenie sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym w poprzednim roku, obliczanej i ogłaszanej przez prezesa URE do 31 marca roku kolejnego. Cena ogłoszona przez URE w roku 2015 (na podstawie cen rynkowych z roku 2014) wyniosła 163,58 zł/MWh i w stosunku do danych opublikowanych rok wcześniej spadła o 17,97 zł. Jest to kolejny rekord procentowego spadku cen hurtowych od czasu uruchomienia konkurencyjnego rynku energii (a zarazem największa procentowa ich zmiana od roku 2009, kiedy to zanotowano wzrost o 31%). Rok wcześniej spadek o 19,81% z dotychczasowego szczytu (201,36 zł do 181,55 zł) również był największy w historii. Zdania co do perspektyw cen energii elektrycznej są – jak zwykle – podzielone, niemniej z notowań kontraktów terminowych na dostarczenie energii w latach 2016, 2017 i 2018 nie wyłaniają się zbyt optymistyczne widoki. We wrześniu przeciętne notowania kontraktów BASE_Y-16, BASE_Y-17 i BASE_Y-18 na Towarowej Giełdzie Energii wynosiły od 157 do 160 zł za MWh¹⁵; kursy kontraktów kwartalnych i miesięcznych przedstawiały się podobnie, z wyjątkiem nieco wyżej wycenianych kontraktów o najkrótszej zapadalności.

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.

Rynkowa wartość zielonych certyfikatów jest kształtowana na Towarowej Giełdzie Energii, a pułapem ich wartości jest opłata zastępcza, ponieważ jej wniesienie uwalnia dany podmiot od obowiązku nabycia i umorzenia świadectw. Pułap ten w ostatnich latach stracił na znaczeniu z uwagi na spadek kursów instrumentu PMOZE_A do połowy opłaty zastępczej i niżej. Świadectwa również sprzedawane są na podstawie umów długoterminowych, a związany z tym rozdźwięk między obserwowaną od 2011 roku niestabilnością kursów na rynku spot a nieco mniejszymi wahaniami cen w transakcjach pozasesyjnych zarejestrowanych przez Towarową Giełdę Energii obrazuje poniższy wykres.

2004, which was described in the legal section of this Report. 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 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 co-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 usually sells it to the so-called ex officio supplier at an average sales price on the competitive market in the preceding year, calculated and announced by the President of the Energy Regulatory Office by March 31 of the following year. The price announced by the Energy Regulatory Office in 2015 (on the basis of market prices from 2014) was PLN 163.58/MWh and with reference to the data published for the year before, it dropped by PLN 17.97. This has been another record of percentage drop in wholesale prices since the launch of the competitive energy market (and simultaneously the largest percentage change since 2009 when the growth of 31% was noted). A year before that, a drop by 19.81% from the peak of that time (PLN 201.36 to PLN 181.55) also was the greatest in history. Opinions concerning the future of energy prices are divided as usual, however, the quotes of the futures contracts for supplying energy in 2016, 2017 and 2018 do not paint too optimistic picture. In September the average quotes of BASE_Y-16, BASE_Y-17 and BASE_Y-18 contracts on the Polish Power Exchange were from PLN 157 to PLN 160 for MWh¹⁵; exchange rates of quarterly and monthly contracts looked similar except slightly higher prices of contracts with the shortest term.

In practice, it is customary to sell energy from RES under long-term, bilateral PPA agreements in which the price is more or less connected to the market prices of energy. The market value of green certificates is decided on the Polish Power Exchange and their maximum value is the compensation fee because its payment releases a particular entity from the duty to buy and cancel the certificates. The importance of that cap has devalued in the recent years due to the fall in the exchange rates of PMOZE_A instrument to the level of a half of the compensation fee or below. 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.

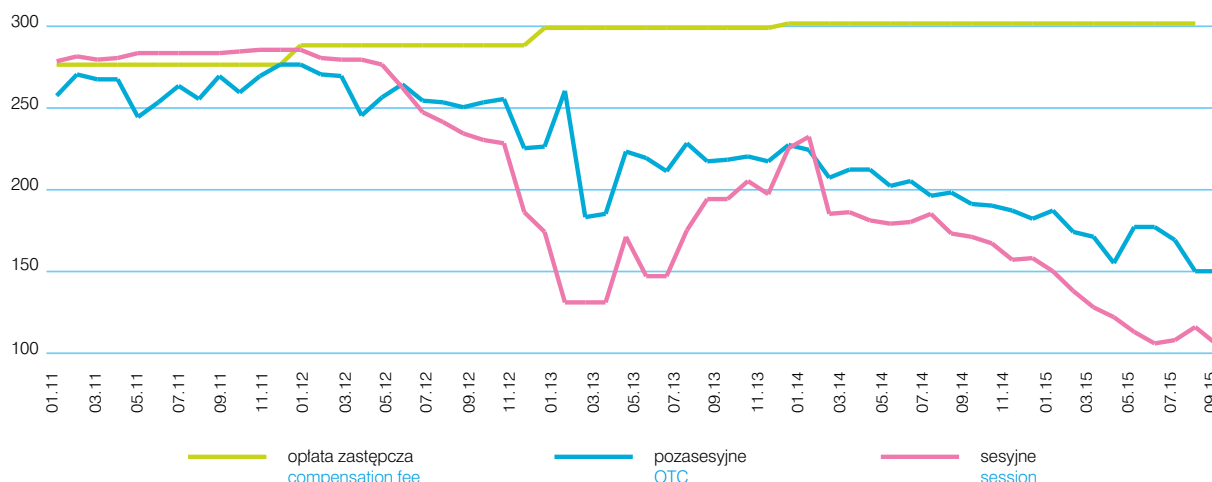
The difference growing in 2012–2014 between the number of issued certificates of origin and

¹⁵ Źródło: http://tge.pl/fm/upload/Raporty-Miesieczne/2015/RAPORT_wrzesie_092015.pdf

¹⁵ Source: http://tge.pl/fm/upload/Raporty-Miesieczne/2015/RAPORT_wrzesie_092015.pdf



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

Narastająca w latach 2012–2014 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 roku aż do dna w marcu 2013 roku. Wówczas średni miesięczny kurs ważony wolumenem spadł poniżej 130 zł, a cena świadectw wymienianych poza sesją doszła do 182 zł. Lokalne odbicie w drugiej połowie roku 2014 zakończyło się kolejną bessą, aż do ustanowienia kolejnego historycznego minimum notowań sesyjnych (105 zł – średni kurs w lipcu 2015 roku) i pozasesyjnych (149 zł – średnia cena we wrześniu 2015 roku). 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.

Jednocześnie w roku 2014 kontynuowano prace nad nowym systemem wsparcia, wcześniej motywowane tak zwanym nadwsparciem energetyki odnawialnej (relatywnie wysoka cena świadectwa pochodzenia przy spadku nakładów inwestycyjnych i wzroście produktywności, co umożliwiało inwestorom uzyskanie stopy zwrotu istotnie wyższej od wymaganego przez nich minimum), a potem – koniecznością ustabilizowania systemu i zwiększenia kontroli zarówno nad impulsami inwestycyjnymi, jak i kosztami. Ponieważ zasadniczym celem istnienia systemu wsparcia jest zachęcenie inwestorów do budowy instalacji OZE bez generowania zbędnych kosztów, które obciążają ostatecznie odbiorców energii i podatników,

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. The local recovery in the second half of 2014 ended with another slump reaching the historic bottom of session results (PLN 105 – average exchange rate in July 2015) and OTC (PLN 149 – average price in September 2015).

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 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.

At the same time, in 2014 works were continued on a new support scheme, previously motivated by the so-called over-support for the renewable energy (relatively high price of the certificate of origin with the drop of investment outlays and the growing energy yield, which allowed the investors to achieve the rate of return significantly higher than the minimum they required) and then – the necessity to stabilize the system and increase the control over both the investment impulses and the costs. 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, a decision was made to replace the existing system with the auction model

zapadła decyzja o zastąpieniu dotychczasowego systemu modelem aukcyjnym – w założeniu tańszym i ułatwiającym władzom kontrolowanie kosztów.

4.2 Aukcyjny model wsparcia

11 marca 2015 roku ówczesny Prezydent RP podpisał przygotowywaną przez półtora roku nową ustawę o odnawialnych źródłach energii. Ustawa jest zasadniczo oparta na założeniach przedstawionych przez Ministerstwo Gospodarki we wrześniu 2013 roku, aczkolwiek w toku konsultacji towarzyszących powstawaniu kolejnych wersji ustawy, wprowadzono do niej istotne zmiany, uwzględniając część postulatów branży. Rozdział 4, w którym uregulowano kwestie związane bezpośrednio z systemem wsparcia OZE, wejdzie w życie 1 stycznia 2016 roku. 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. Wbrew oczekiwaniom części obserwatorów data wejścia rozdziału 4 w życie nie została zatem przesunięta o rok, aby możliwa była notyfikacja. Nie zdecydowano się także na wprowadzenie okresu przejściowego, w którym organizowane byłyby pierwsze aukcje dla projektów w fazie przedbudowlanej, a jednocześnie elektrownie rozpoczynające wówczas produkcję energii elektrycznej zyskiwałyby uprawnienie do wsparcia w postaci świadectw pochodzenia (oczywiście bez prawa udziału w aukcji).

4.2.1 Założenia modelu

System aukcyjny (przetargowy) – opisany szczegółowo w części prawnej niniejszego raportu – 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 1 MWh energii elektrycznej, która nie będzie mogła przekroczyć tzw. ceny referencyjnej ustalonej na dany okres przez Ministra Gospodarki. Cena na rok 2016 zostanie prawdopodobnie ustalona w odniesieniu do wiatrowych instalacji lądowych o mocy powyżej 1 MW na poziomie 385 zł/MWh, co wynika z projektu stosownego rozporządzenia.

Aukcje organizowane będą odrębnie dla jednostek o mocy poniżej 1 MW oraz większych instalacji, lecz wspólnie dla wszystkich technologii; natomiast ceny referencyjne określone są dla każdej technologii osobno. Wytwórca energii będzie miał obowiązek sprzedaży zakontraktowanej ilości energii z OZE nowoutworzonej spółce akcyjnej pod nazwą Operator Rozliczeń Energii Odnawialnej S.A. (OREO) po ustalonej na aukcji cenie, indeksowanej corocznie wskaźnikiem inflacji CPI.

– assumed to be cheaper and which would facilitate the authorities' control over the costs.

Auction model

On March 11, 2015, the then President of Poland signed the new Act on Renewable Energy Sources, which took a year and a half to draft. The Act 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 some demands of the sector. Chapter 4, which regulates matters directly connected with the RES support scheme, will come into force on January 1, 2016. According to the legislators, state aid granted on the basis of the Act will be covered by the so-called block exemption so, before the new legal regulations come into force, it will not be necessary to notify and obtain the approval of the European Commission. Contrary to the expectations of some observers, the date of coming into force of Chapter 4 will not be postponed for a year which would allow for conducting the notification procedure. Also no decision was made to introduce a transition period for the organization of first auctions for projects in pre-construction phase and simultaneously the power plants starting production of electrical energy at that time would obtain the right to receive support in the form of certificates of origin (naturally without the right to participate in the auction).

Assumptions of the model

The auction (tendering) system, described in detail in the legal section of this report, 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. The price for 2016 will be probably set for onshore wind installations with the capacity exceeding 1 MW at the level of PLN 385/MWh, which is the consequence of a draft of the applicable regulation.

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 S.A. [Renewable Energy Settlement Operator] (OREO) for the price agreed at the auction, adjusted annually by the CPI inflation index.

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

- posiadają warunki przyłączenia,
- w przypadku elektrowni lądowych – spełnią wymogi 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.

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 roku. Opłata zastępcza została już w 2015 roku zamrożona na poziomie z 2014 roku tj. 300,03 zł/MWh.

W aukcjach nie mogą wziąć udziału właściciele instalacji współspalania innego niż tzw. współspalanie dedykowane oraz elektrowni na biomasę o mocy powyżej 50 MWe (chyba że produkują w skojarzeniu ciepło, dysponując mocą do 150 MWt). Ponadto do ustawy wydano w 2015 roku:

- rozporządzenie¹⁶ dotyczące budżetu ilościowego i wartościowego aukcji na kolejny rok (odpowiednio 50 449 950 MWh i 18 201 331 716 zł – przy wykorzystaniu obu budżetów sugeruje to średnią cenę na poziomie 361 zł/MW), w tym budżetu przeznaczonego specjalnie na aukcje dla instalacji o mocy do 1 MW (1/4 łącznego budżetu ilościowego);
- projekt rozporządzenia Ministra Gospodarki, opublikowany 15 września, wprowadzający ceny referencyjne dla nowych aukcji (385 zł/MWh dla wiatru na lądzie).

W stosunku do projektu opisywanego w 6. wydaniu naszego raportu (2014) niezwykle istotna zmiana dotyczy dotychczasowego systemu certyfikатовego. Chcąc szybko zlikwidować nawis nadpodażowy certyfikatów projektodawcy przewidywali ustalenie obowiązku przedstawiania świadectw do umorzenia na poziomie 20% sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym (w porównaniu z kwotą 13% obowiązującą w roku 2014), co miało spowodować skokowe zwiększenie popytu na świadectwa o około połowę (z poziomu zbliżonego do 15 TWh do ok. 22 TWh przy podaży wynoszącej w 2014 roku niemal 20 TWh). Jednak zrezygnowano z tego posunięcia (być może kierując się pewną poprawą sytuacji na rynku świadectw w drugiej połowie 2014 r., a może świadomością, że inwestorzy tak czy owak zamierzają dokończyć dużą liczbę projektów przed wejściem w życie Rozdziału 4, do czego nie potrzebują dodatkowej zachęty), pozostając przy stopniowym wzroście obowiązku.

¹⁶ Rozporządzenie Rady Ministrów z 18 czerwca 2015 r. w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może być sprzedana w drodze aukcji w 2016 r. (Dz. U. z 13 lipca 2015 r.)

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 onshore power plants – they comply with the zoning requirements,
- 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.

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 was already frozen in 2015 at the level from 2014, i.e. PLN 300.03/MWh.

Auctions will be closed for owners of co-combustion installations other than the so-called dedicated co-combustion and biomass power plants with the capacity exceeding 50 MWe (unless they produce associated heat while having capacity up to 150 MWt). Additionally in 2015 the Act was accompanied by:

- regulation¹⁶ on the quantitative and value budget of the auction for the following year (accordingly 50,449,950 MWh and PLN 18,201,331,716 – which, when utilising both budgets, suggests the average price at the level of PLN 361/MW), including the budget for special auctions for installations with capacities of up to 1 MW (1/4 of the total quantitative budget);
- draft of the Regulation of the Minister of the Economy published on September 15, which introduces reference prices for new auctions (PLN 385/MWh for wind on land).

Comparing to the Bill described in the 6th edition of our report (2014), a significant change applies to the existing system of certificates. In order to quickly eliminate the surplus of certificates the legislators assumed the adoption of a 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), which was supposed to cause a jump increase of the demand for the certificates by approximately a half (from a level close to 15 TWh to approx. 22 TWh with the supply in 2014 reaching almost 20 TWh). However, this procedure was given up (probably as a consequence of a certain improvement of the situation on the market of certificates in the second half of 2014 or perhaps as a result of the awareness that the investors intend to complete a large number of projects anyway before Chapter 4 comes into force and they do not need any additional incentive to do that), and a gradual increase of this obligation was approved.

¹⁶ Regulation of the Council of Ministers of June 18, 2015, on the maximum quantity and value of electrical energy from renewable energy sources which can be sold through the auction in 2016 (Journal of Laws of July 13, 2015).

Krokiem oddziałującym na podaż jest 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. dedykowane¹⁷ instalacje) do poziomu 0,5 certyfikatu za 1 MWh do 2020 roku oraz ustanowienie dla instalacji współspalania (łącznie z dedykowanymi) limitu liczby megawatogodzin uprawniających do otrzymania świadectw na poziomie średniej produkcji z lat 2011–2013. Co istotne, dedykowane instalacje współspalania stanowią zdecydowaną mniejszość obiektów działających w latach 2011–2013 (maksymalnie około 12 z 40). Z drugiej strony nowe dedykowane instalacje współspalania dopuszczono do udziału w aukcjach na równi z projektami „całkowicie” odnawialnymi.

Właściciele instalacji funkcjonujących w systemie certyfikатовym (tzn. takich, które wprowadzą energię elektryczną do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej do 31 grudnia 2015 r.) 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. Cena referencyjna zdefiniowana została jako suma ceny rynkowej świadectwa pochodzenia z lat 2011–2013 (tj. 239,83 zł) oraz ceny energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym z poprzedniego kwartału. Nietrudno wyliczyć, że cena maksymalna w pierwszej aukcji powinna być zbliżona do 400 zł za 1 MWh, co przy dzisiejszych przychodach w systemie certyfikатовym (niewiele ponad 300 zł, niekiedy mniej) wydaje się być ceną relatywnie atrakcyjną. Niestety budżet tych aukcji na rok 2016 ograniczono do 4 736 044 MWh oraz 1 804 338 104 zł. Zależnie od produktywności istniejących projektów zgłaszanych do systemu aukcyjnego oraz od pozostałego okresu wsparcia może to oznaczać ograniczenie ofert poniżej 100 MW – przy dość odważnym założeniu, że udział w aukcji wezmą wyłącznie projekty wiatrowe. Możliwe jednak, że z możliwości przejścia do systemu aukcyjnego skorzystają właściciele np. instalacji współspalania zakwalifikowanych do grupy instalacji „dedykowanych”, które pod względem prognozy rentowności byłyby bezkonkurencyjne i wyparłyby inne źródła odnawialne, łącznie z wiatrem.

Jeśli wykorzystany zostanie cały budżet ilościowy i wartościowy, średnia cena aukcyjna wyniesie 380 zł. 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. Dość kontrowersyjne ograniczenie skwantyfikowano w roku

The step influencing the demand is taking away the support from hydro power plants with the capacity exceeding 5 MW (in practice they are long-term, already amortized installations), limiting the support for the energy produced in the technology of biomass co-combustion (other than the so-called dedicated¹⁷ installations) to the level of 0.5 certificate for 1 MWh until 2020, and setting a limit for co-combustion (also dedicated) installations of MWh qualifying for obtaining a certificate at the level of average production from 2011–2013. The important fact is that dedicated co-combustion installations constitute a great minority of facilities operating in 2011–2013 (maximum approx 12 out of 40). On the other hand, dedicated co-combustion installations were allowed to participate in auctions with the same rights as the “completely” renewable projects. The owners of installations which operate under the certificate system (i.e. those which will feed energy into the distribution or transmission grid by December 31, 2015) 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. The reference price in particular was defined as the sum of the market price of the certificate of origin from 2011–2013 (i.e. PLN 239.83) and the price of electrical energy on the competitive market from the previous quarter. It is easy to calculate that the maximum price in the first auction should be close to PLN 400 for MWh which with current revenue in the certificate system (slightly above PLN 300, sometimes less) seems to be relatively attractive. Unfortunately the budget of these auctions for 2016 was limited to MWh 4,736,044 and PLN 1,804,338,104. Depending on the energy yield of the existing projects submitted to the auction system and on the remaining support period, this may mean the limitation of bids below 100 MW – with a bold assumption that only wind projects will participate in the auction. It is probable, however, that the possibility of switching to the auction system will be used by the owners of, for instance, co-combustion installations classified to the group of “dedicated” installations, which in terms of the probability threshold would be without any competition and they would eliminate other renewable sources, including wind. If the whole quantitative and value budget is used, the average auction price will be PLN 380.

The initiators of the RES Act 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. Quite a controversial limitation was calculated for 2016

¹⁷ Dedykowaną instalacją współspalania biomasy jest „instalacja spalania wielopaliwowej 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, biopłynu, biogazu lub biogazu rolniczego, których udział liczony według wartości energetycznej w łącznej ilości spalanej wszystkich paliw zużytych w tej instalacji przekracza 20%”.

¹⁷ 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 of 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%”.

2016 na poziomie 30 907 350 MWh, z czego projekty o mocy powyżej 1 MW otrzymają 3/4. Oznacza to, że dla energetyki wiatrowej dużej skali teoretyczne maksimum mocy wygrywającej aukcje w przyszłym roku wynosi ok. 550-700 MW.

4.2.2 Nowe typy ryzyka

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. Koszty przygotowania projektu, szacowane na 300 tysięcy zł na megawat, są niebagatelne. Stąd, wprowadzono 4-letni termin ukończenia inwestycji (6 lat w przypadku morskich farm wiatrowych, 2 lata 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 tysięcy zł za megawat. W przypadku nierozpoczęcia produkcji energii elektrycznej w wymaganym przepisami terminie kaucja zostanie utracona. W porównaniu z kosztami doprowadzenia projektu do etapu pozwolenia na budowę kaucja nie powinna być zbyt dolegliwa, co poważnych inwestorów stawia w obliczu ryzyka wypchnięcia z aukcji przez tych, którzy liczą na istotny spadek kosztów bądź poprawę efektywności turbin.

Z drugiej strony inwestorzy z determinacją dążący do wybudowania elektrowni również powinni rozważyć prawne możliwości zmiany założeń projektu po zwycięskiej (tym bardziej przegranej) aukcji. Wiele zależy od treści decyzji środowiskowych, w których cechy elektrowni opisywane bywają bądź ogólnie, bądź szczegółowo (z podaniem konkretnych parametrów turbin). Zmiana wysokości wieży czy typu turbiny na nowocześniejszy może być sposobem zwiększenia opłacalności projektu, co nie oznacza oczywiście, że spekulacyjne proponowanie niższej ceny na aukcji (przy założeniu, że możliwe będzie poprawienie parametrów instalacji w stosunku do zakładanych) należy uznać za racjonalną strategię.

Z punktu widzenia sektora wiatrowego źródłem pewnego ryzyka (wobec wyeliminowania ryzyka rynkowego) jest zasada, że zwycięzca będzie zobowiązany wytworzyć (i sprzedać) co najmniej 85% zadeklarowanej ilości energii elektrycznej 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 niewytworzenia w danym okresie wylicytowanej ilości energii, projekt zostanie obciążony karą równą połowie różnicy między ceną aukcyjną a rynkową, pomnożonej przez niedobór wyprodukowanej energii (liczony w stosunku do 100% wolumenu określonego w ofercie, a nie 85%)

at the level of 30,907,350 MWh, out of which projects with capacities exceeding 1 MW will receive 3/4. This means that for large scale wind energy the theoretical maximum capacity winning the auctions next year will be approx. 550-700 MW.

New types of risk

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. The costs of preparing a project estimated at PLN 300 thousand per megawatt are significant. 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 to inform the Energy Regulatory Office about the progress of the works on the winning project, while the participation in an auction will require paying a deposit of PLN 30 thousand per megawatt. In case of failing to start the production of electrical energy within the legally binding period, the deposit will be forfeited. Comparing to the costs of advancing the project to the building permit stage, the deposit should not be too troublesome which makes serious investors face the risk of being pushed out from the auction by those who count on a significant decrease of costs or improvement of turbine efficiency. On the other hand, investors determined to build power plants should also consider legal possibilities of changing project assumptions after winning (and particularly losing) an auction. Much depends on the content of environmental decisions in which the characteristics of a power plant are described either in general terms or in detail (providing specific turbine parameters). A change of the mast height or the turbine type to a more modern one may be a way to increase the project profitability which does not mean naturally that speculative offer of a low price at an auction (with the assumption that it will be possible to improve the parameters of an installation with reference to the assumed ones) should be understood as a rational strategy.

From the point of view of the wind sector, a source of certain risk (in the face of eliminating the market risk) is the rule that the winner will have the obligation to produce (and sell) at least 85% 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, 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

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. Dalsze uwagi na ten temat znajdują się w kolejnym rozdziale raportu.

Wreszcie istotnym problemem jest ograniczenie dostępu do aukcji projektów generujących poniżej 4 000 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. W rozporządzeniu dotyczącym budżetów aukcji aż 40% budżetu ilościowego na rok 2016 przeznaczono wyłącznie dla instalacji wytwarzających co najmniej 4 tys. MWh/MW rocznie, czyli w praktyce instalacji spalających paliwa. Jednocześnie mogą one konkurować z energetyką wiatrową i fotowoltaiczną o pozostałą część budżetu, a jedyną przeszkodą mogą okazać się koszty poszczególnych technologii, ceny referencyjne oraz możliwości techniczne.

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. 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, spowoduje powstanie luki inwestycyjnej. Mowa o okresie rozpoczynającym się ok. 12 miesięcy przed wejściem w życie Rozdziału 4 ustawy, a kończącym się w momencie ogłoszenia wyników pierwszej aukcji, w którym inwestycje z pozwoleniem na budowę nie będą realizowane z obawy o brak wsparcia. Luka inwestycyjna spowoduje wybudowanie istotnie mniejszej ilości mocy OZE i może sięgnąć 1 GW.

Na poziomie „mikro” inwestorzy, którzy nie zdążą wprowadzić pierwszej megawatogodziny do sieci dystrybucyjnej przed wejściem w życie Rozdziału 4 (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. Pewna część projektów kończonych obecnie narażona jest na to ryzyko, choć dosłowna interpretacja zapisów ustawy pozwala uznać za spełniający warunki uzyskania certyfikatów projekt, który wprowadzi w 2015 roku do sieci jakąkolwiek ilość energii przed pełnym uruchomieniem (np. w ramach rozruchu próbnego).

Uczestników rynku wciąż trapią także wątpliwości interpretacyjne związane z brzmieniem ustawy.

multiplied by the lack of produced energy (calculated in relation to 100% of the volume defined in the offer and not 85%) 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. More comments on that topic can be found in the next chapter of the report.

Finally, a major problem is limiting the access to auctions for projects generating below 4,000 MWh/MW justified by requirements of the operators of 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 an auction), it is a serious factor of regulatory risk. In the regulation concerning the auction budgets as much as 40% of the quantitative budget for 2016 was allocated exclusively to installations producing at least 4,000 MWh/MW annually, i.e. in practice installations combusting fuels. At the same time they can compete with wind and photovoltaic energy for the remaining part of the budget and the only obstacle can be the costs of individual technologies, reference prices and technical possibilities.

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. 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 will create an investment gap. The period in question starts approximately 12 months before Chapter 4 comes into force and finishes at the time of announcing the results of the first auction, in which investments with the building permit will not be continued at all due to the fear of lack of support. The investment gap will cause that much less RES capacities will be built and it may reach 1 GW. At the “micro” level, investors who will not manage to feed the first megawatt hour to the distribution grid before Chapter 4 comes into force (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. Certain part of projects currently being finished is facing that risk although the literal interpretation of the provisions of the Act also allows the project to receive certificates if any amount of energy is fed in 2015 to the grid before the full launch thereof (e.g. based on trial launch).

The market participants are still bothered about the interpretation doubts related with the content of the Act.

5 Rentowność projektów wiatrowych

5.1 Charakterystyka inwestycji w energetykę wiatrową

Od połowy roku 2014 przyrost mocy zainstalowanych w energetyce wiatrowej został znacznie spowolniony. Po boomie lat 2012–2013, w trakcie którego potencjał podsektora zwiększał się o niemal 1 GW rocznie, w roku 2014 oddano jedynie 449 MW mocy, w tym 337 MW w pierwszym półroczu. Okres od stycznia do czerwca 2015 roku przyniósł 278 MW nowych zdolności produkcyjnych, zatem był jeszcze gorszy od analogicznego okresu roku 2014, choć w porównaniu z drugim półroczem 2014 roku (112 MW) można mówić o przyspieszeniu. Pod koniec 2015 roku i ewentualnie na początku roku 2016 spodziewane jest oddanie w krótkim czasie bardzo dużej liczby elektrowni wiatrowych, które miały rozpocząć wprowadzanie energii elektrycznej do sieci do 31 grudnia 2015 roku, aby skorzystać z systemu wsparcia polegającego na przyznawaniu świadectw pochodzenia (zob. sekcja 4.1). Część z nich może nie pojawić się jeszcze w statystykach URE za rok 2015, nawet jeśli skorzystają z dobrodziejstw poprzedniego systemu.

Pozostałe odnawialne źródła energii – z wyjątkiem raczkującej fotowoltaiki – także dotknęło spowolnienie. Na koniec 2014 roku moc zainstalowana w elektrowniach wodnych wyniosła 977 MW (przyrost 7 MW, podobny jak w roku 2013), w elektrowniach na biomasę 1 008 MW (+21 MW – ponad trzykrotnie mniej niż poprzednio), w elektrowniach na biogaz 189 MW (+17 MW – prawie dwukrotne spowolnienie), a w elektrowniach słonecznych 21 MW (+19 MW). Tendencje te utrzymały się w pierwszej połowie 2015, przy czym najbardziej uderzający był brak przyrostu mocy w blokach biomasowych oraz zaledwie 3 MW wybudowanych instalacji na biogaz.

Do 2012 roku inwestycje w energetykę wiatrową napędzane były przez duży poziom wsparcia (wysokie ceny świadectw pochodzenia), któremu towarzyszyło, jak się wydawało, ograniczone ryzyko. Obserwując notowania giełdowe zielonych certyfikatów, tzn. instrumentu PMOZE, a potem PMOZE_A, trudno było się emocjonować – ich kursy niewiele odbiegały od bieżącego poziomu opłaty zastępczej. Narastająca od połowy

Profitability of wind projects

Characteristics of investments in wind energy

Since mid-2014 the growth of installed capacities in the wind energy sector has slowed down significantly. After the boom of 2012–2013, when the potential of the subsector was growing by almost 1 GW per year, in 2014 only 449 MW capacity was added, 337 MW of which in the first half of the year. The period from January to June 2015 brought 278 MW of new production capacities, hence it was even worse that the analogous period of 2014, although comparing to the second half of 2014 (112 MW) we can talk about a recovery. At the end of 2015 and possibly at the start of 2016 we are expecting adding in a short time a large number of wind power plants which were supposed to start feeding electrical energy to the grid by December 31, 2015, to be able to use the support scheme based on granting certificates of origin (see: section 4.1). Some of them may still not appear in the statistics of the Energy Regulatory Office for 2015 even if they use the benefits of the previous system.

Other renewable energy sources – except the new photovoltaics – have also been affected by the slowdown. At the end of 2014 the capacity installed in hydro power plants was 977 MW (a growth of 7 MW, similar to 2013), in biomass power plants 1,008 MW (+21 MW – over three times less than previously), in biogas power plants 189 MW (+17 MW – almost a double slowdown), and in solar power plants 21 MW (+19 MW). These tendencies continued in the first half of 2015 whereas the most striking was the lack of growth in biomass blocks and the mere 3 MW of constructed biogas installations.

Until 2012, investments in wind energy were driven by the large scale of support (high prices of certificates of origin) accompanied by what seemed to be a limited risk. Looking at the quotations of green certificates on the power exchange, i.e. the PMOZE and then PMOZE_A instruments was hardly exciting – their exchange rates barely differed from the current level of the compensation fee. The growing oversupply of certificates which started in mid-2012 led to the breakdown of certificate prices



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	2014	6 m 2015
Zainstalowana moc Installed capacity	83	153	288	451	725	1 180	1 616	2 497	3 390	3 839	4 117
Przyrost w okresie Growth in a period		69	135	163	274	456	436	880	893	449	278

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



Uchwalenie w 2015 roku ustawy o OZE zapoczątkowało nowy rozdział w rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce. Jednocześnie oznacza koniec funkcjonowania systemu wsparcia, opartego o „zielone certyfikaty”, dzięki któremu wybudowano w naszym kraju ponad 4 000 MW nowych mocy wiatrowych.

Nowy system wsparcia, oparty o piętnastoletnie kontrakty różnicowe („CfD”), przyznawane w drodze akcji odwróconej (najtańsza oferta inwestora wygrywa wsparcie), oznacza, że od 2016 roku to rząd będzie wskazywał tempo i kierunek rozwoju sektora OZE poprzez coroczne określanie wolumenów energii objętych wsparciem i maksymalnych cen, jakie inwestorzy mogą uzyskać za dostarczaną energię.

Motywy zmiany systemu wsparcia, według deklaracji rządowych, była konieczność zmniejszenia kosztów tego systemu dla odbiorców końcowych. Czy nowy system spełni te oczekiwania przekonamy się dopiero za kilka lat, ale już dziś wiadomo, że jego wprowadzenie istotnie spowolni przyrost nowych mocy w OZE, a bez jego usprawnienia, o które PSEW wielokrotnie postulował w trakcie prac nad nową ustawą, grozi nam niespełnienie wiążących celów na rok 2020. Ryzyko to wynika z niedoskonałości przyjętego systemu wsparcia, a w szczególności z możliwości pojawienia się w aukcjach ofert produkcji energii z OZE w cenach tak niskich, że niemożliwych faktycznie do zrealizowania. Jest to dobrze znane z doświadczeń innych krajów, które wdrożyły system aukcyjny wcześniej niż Polska, ale także z naszego krajowego podwórka przy wielu przetargach, zjawisko zwane underbiddingiem. Już w 2016 roku będziemy obserwować zasadnicze zmniejszenie liczby inwestycji w sektorze OZE, związane z przejściem do nowego systemu aukcyjnego, a underbidding może tylko ten okres spowolnienia rozwoju wydłużyć.

Obawy naszej branży co do sprawności zarządzania nowym systemem wsparcia wynikają z dotychczasowych doświadczeń zarządzania przez naszą administrację systemem opartym o „zielone certyfikaty”. Wieloletnie zaniechania w dostosowaniu tego systemu do realiów rozwoju branży OZE poprzez m.in. nieuwzględnienie pojawienia się technologii spalania wielopaliwowego, doprowadziło do powstania ogromnej nadpodaży wspomnianych certyfikatów i braku przesłanek by ta nadpodaż zmniejszyła się do rozsądnych rozmiarów tylko poprzez działanie mechanizmów rynkowych. Interwencja jest koniecznością. Wartość świadectw pochodzenia spadła blisko trzykrotnie. Odbudowanie zaufania do tego systemu zajmie wiele lat i jednocześnie stanowi wyzwanie dla naszych władz, od wiarygodności których zależeć będzie skłonność inwestorów do podejmowania ryzyka przygotowania nowych projektów inwestycyjnych i do uczestniczenia w aukcjach. Tylko w takich warunkach mogą powstać nowe moce w energetyce odnawialnej, niezbędne dla zapewnienia Polsce bezpieczeństwa energetycznego i wypełnienia celów europejskiej polityki klimatycznej.



Wojciech Cetnarski

Prezes Zarządu
Polskie Stowarzyszenie
Energetyki Wiatrowej

Adopting the RES Act in 2015 opened a new chapter in the development of the wind energy sector in Poland. At the same time it brings the end to the support scheme based on “green certificates”, thanks to which over 4,000 MW of new wind capacities have been built in our country.

The new support system based on 15-year-long contracts for differences (“CFD”), granted through reversed auctions (the cheapest offer of an investor wins the support), means that from 2016 the government will dictate the pace and the direction of development of the RES sector through annual definition of energy quotas eligible for support and maximum prices which the investors will be able to obtain for the supplied energy.

The motive behind the change of the support mechanism, according to government’s declarations, was the necessity to decrease the costs of such a system for the end users. We will find out in a few years if the new system has met the expectations but already today it is clear that its implementation will significantly slow down the growth of new RES

capacities and if we don’t improve it, which was postulated by PWEA on many occasions during the works on the new Act, we risk failing to accomplish the binding objectives for 2020. The risk results from the imperfections of the adopted support mechanism and particularly the likelihood of such low prices for generating energy from RES offered during auctions that they will be impossible to deliver. It is a well-known experience of other countries which implemented auction systems before Poland, and of our own country visible in many tenders, which is referred to as underbidding. Already in 2016 we will see a major decrease in the number of investments in the RES sector connected with the transition to the new auction system and underbidding can only extend the period of the slowdown of the development.

Fears in our sector concerning the efficiency of managing the new support system result from previous experiences with our administration managing the system based on “green certificates”. The long lasting period of neglecting to adjust this system to the reality of the RES sector development through e.g. disregarding the technologies based on multi-fuel combustion led to huge oversupply of the aforementioned certificates and the lack of premises for the oversupply to decrease to a sensible level only through the application of market mechanisms. Intervention is a necessity. The value of certificates of origin has decreased almost threefold. Rebuilding confidence in this system will take many years and it is a challenge for our authorities, whose credibility will determine the willingness of investors to take risks to prepare new investment projects and to participate in auctions. Only in such conditions new capacities can appear in the renewable energy sector, which are necessary to ensure energy security of Poland and to accomplish the goals of the European climate policy.

2012 r. nadpodaż świadectw wywołała załamanie cen świadectw i spadek wsparcia dla OZE. Jednocześnie z uwagi na wypracowaną wcześniej w kręgach rządowych opinię o zbyt wysokim poziomie wsparcia OZE, który nie odpowiadał (spadającym) kosztom inwestycji w źródła czystej energii, rozpoczęto prace nad nowym systemem wsparcia. Pojawił się zatem dodatkowy czynnik niepewności, wzmacniany przez niespieszne

and the drop in support for RES. Simultaneously, due to the opinion which earlier appeared in government circles about too high level of support for RES which did not reflect the (decreasing) costs of investments in sources of clean energy, works on a new support scheme commenced. Therefore an additional element of uncertainty appeared, augmented by the slow pace of legislative works and the numerous changes of the political and economic concepts of the new system.

tempo prac legislacyjnych i zmieniające się wielokrotnie koncepcje polityczne i ekonomiczne nowego systemu. W roku 2013 kończono zatem projekty, które wcześniej stały się już zbyt zaawansowane, aby z nich rezygnować, przy czym wciąż nie było jasne, czy załamanie rynku ma charakter przejściowy czy bardziej trwały. Niepewność utrudniała prognozowanie opłacalności projektów wiatrowych z punktu widzenia inwestorów i deweloperów, a także prowokowała trudności z uzyskaniem finansowania dłużnego w formule project finance. Siła rozpędu działała jeszcze – mimo widocznego spowolnienia – w pierwszym półroczu 2014 roku. W kolejnych sześciu miesiącach, gdy kształtu nabierała Ustawa o OZE w obecnej formule, branża koncentrowała się już na optymalizacji projektów, które miały trafić do systemu elektroenergetycznego do końca działania systemu świadczeń pochodzenia – tj. do 31 grudnia 2015 roku.

W dyskusji wokół systemu wsparcia OZE niezwykle żywym tematem stały się stopy zwrotu, jakich oczekują inwestorzy. W branży wspieranej przez państwo jest to jednocześnie – z punktu widzenia regulatora rynku – parametr, od którego zależy powodzenie lub niepowodzenie systemu wsparcia. Zarówno w systemach opartych na taryfie stałej (wyznaczonej urzędowo lub w formie aukcji) jak i na prawach majątkowych władze kalkulują przychody, bez zapewnienia których nowe inwestycje nie powstaną. Wynikiem tych kalkulacji jest dopłata do 1 MWh energii elektrycznej dająca inwestorom szansę na wygenerowanie minimalnego zysku. Zysk ten ma pokryć koszt pieniądza w czasie (odpowiednik dochodu z instrumentu wolnego od ryzyka) oraz wynagrodzić inwestorowi ryzyko podjęte w związku z inwestycją. Prace nad zmianą systemu wsparcia rozpoczęto wtedy, gdy stopy zwrotu były – zdaniem władz – zbyt wysokie jak na ponoszone ryzyko; faktem jest, że przy przychodach rzędu 450 PLN/MWh wewnętrzne stopy zwrotu z projektów nierzadko wynosiły 12% i więcej, co przy częściowym finansowaniu długiem (nawet stosunkowo drogim) zapewniało właścicielowi zysk jeszcze wyższy.

Inwestycje w nowe moce powstają wtedy, gdy spodziewana stopa zwrotu przekracza minimum, jakim jest koszt kapitału. Z punktu widzenia projektu oznacza to ważoną średnią kosztu wkładu własnego inwestora (stopę oczekiwaną przez właścicieli) oraz kosztu finansowania, znanego z umowy kredytowej, pomniejszony o korzyści płynące z tarczy podatkowej (tzn. o 19%). Zdaniem Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej taki średni ważony koszt kapitału (WACC) wynosi w ujęciu nominalnym (tj. łącznie z inflacją) nieco ponad 9%, zakładając, że projekt działa w systemie aukcyjnym. Przy kalkulacji cen referencyjnych Ministerstwo Gospodarki przyjęło jednak koszt poniżej 7,5%.

5.2 Nakłady inwestycyjne

Jako technologia niewykorzystująca paliwa, energetyka wiatrowa charakteryzuje się wysokimi nakładami inwestycyjnymi i relatywnie niskimi kosztami eksploatacji (3-4%

In 2013 the investments were being completed, which were already too advanced to be given up, whereas it was still not clear whether the breakdown on the market is of a temporary or rather permanent character. The uncertainty made it difficult to forecast the profitability of wind project from the point of view of investors and developers and also triggered problems with obtaining project financing. The momentum still continued – despite the visible slowdown – in the first half of 2014. In the following six months, when the RES Act was taking its current shape, the sector already focused on optimising projects which were supposed to become a part of the power system by the end of the system of certificates of origin – i.e. by December 31, 2015.

The discussions on the RES support scheme largely focused in the rate of return expected by the investors. In the state-supported sector it is simultaneously – from the point of view of the market regulator – the parameter which determines the success or failure of the support scheme. Both in the systems based on a fixed tariff (set officially or through actions) and on property rights, the authorities calculate revenue without which new investments will not appear. The result of such calculations is the subsidy to 1 MWh of electrical energy which gives the investors the chance to generate minimum profit. This profit should cover the cost of money over time (an equivalent of the income from a risk-free instrument) and compensate the investor for the risk taken in connection with the investment. The works on changing the support scheme started when the rates of return were – according to the authorities – too high for the taken risk; the fact is that with revenue at PLN 450/MWh internal rates of return often reached 12% and more which with partial debt financing (even quite expensive), offered the owner even higher profit.

Investments in new capacities appear when the expected rate of return exceeds the minimum which is the cost of capital. From the point of view of the project it means a weighted average of investor's own capital (rate expected by the owners) and the cost of financing known from the credit agreement decreased by the benefits coming from the tax shield (i.e. by 19%). According to the Polish Wind Energy Association such weighted average cost of capital (WACC) amounts nominally (i.e. including inflation) to slightly over 9% assuming that the project works in the auction system. When calculating reference prices the Ministry of the Economy adopted, however, the cost below 7.5%.

Investment outlays

As technology which does not use fuel, wind energy is characterized by high investment outlays and relatively low operational costs (3-4% of investment outlays

nakładów inwestycyjnych rocznie). Wielkość nakładów uzależniona jest od typu zastosowanej technologii oraz lokalizacji elektrowni. Spotykany niekiedy w poprzednich latach poziom 5,0 mln zł za 1 MW mocy przeszedł właściwie do historii, obecnie bowiem nakłady na sam zakup i instalację turbin oraz prace budowlane (w tym elektryczne) wynoszą około 6,0 mln zł na MW. Łączne nakłady inwestycyjne sięgają 7,5 mln zł. Wyższy koszt turbin z nadwyżką rekompensowany jest przez zwiększoną produktywność nowych modeli oraz ich większe rozmiary, pozwalające wnieść w danym miejscu większą liczbę megawatów mocy. W przypadku elektrowni wiatrowych morskich nakłady inwestycyjne szacuje się na poziomie 15 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% łącznych kosztów przygotowania i wzniesienia farmy na lądzie. Poza tym inwestor ponosi m.in. koszty budowy infrastruktury, fundamentów, przygotowania projektu i przyłączenia do sieci. Przykładowe zestawienie nakładów na projekt składający się z 10 elektrowni o mocy 2,3 MW każda przedstawiono (w przeliczeniu na 1 megawatt mocy) w poniższej tabeli. W kontekście wprowadzanego systemu aukcyjnego warto zaznaczyć, że nakłady ponoszone do momentu wygrania aukcji mają diametralnie inny charakter niż wydatki w kolejnej fazie. Ustalając bowiem cenę aukcyjną zapewniającą projektowi minimalną rentowność (tj. szacując próg rentowności) należy, zgodnie z konwencjonalnymi zasadami budżetowania kapitału, zignorować wydatki poniesione dotychczas (tzw. koszty utopione) – w poniższej tabeli będą to przede wszystkim koszty przygotowania projektu. Opłaca się bowiem złożyć ofertę nawet z taką ceną, która pokryje tylko przyszłe nakłady i koszty wraz z odpowiednią stopą zwrotu (jest to bowiem korzystniejsze niż rezygnacja ze

annually). The amount of outlays depends on a kind of applied technology and the location of a power plant. The level of PLN 5.0 million per 1 MW sometimes met in the previous years is actually history now since current outlays in the purchase and installation of turbines and construction works (including electrical works) amount to approximately PLN 6.0 million per MW. Total investment outlays reach PLN 7.5 million. The higher cost of turbines is successfully balanced by the increased energy yield of new models and their bigger dimensions which allow for erecting more megawatts of capacity in a particular location. In the case of offshore wind farms investment outlays are estimated at PLN 15 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 the total value of preparing and erecting a farm on land. Moreover, the investor bears, among others, the costs of constructing the infrastructure, foundations, project preparation and connection to the grid. A sample comparison of outlays on a project consisting of 10 power stations with the capacity of 2.3 MW each has been presented (calculated for 1 megawatt of capacity) in the table below.

In the context of the implemented auction system it is worth noting that outlays borne from the moment of winning the auction have a completely different character than the outlays in the next stage. Since by setting the auction price which guarantees the project minimum profitability (i.e. estimating the break-even point) one should, in accordance with the standard rules of budgeting the capital, ignore the outlays borne thus far (the so-called sunk costs) – in the table below they will be particularly the costs of preparing the project. It is profitable to make a bid even with a price which will cover only the future outlays and costs including the appropriate rate of return (because it is more profitable



Nakłady inwestycyjne na 1 MW mocy na lądzie
Investment outlays on 1 MW of capacity on land

Pozycja / Item	[tys. PLN] [thousand PLN]	%
Turbiny z instalacją / Turbine and their installation	4 830	68%
Prace budowlane / Construction works	1 260	18%
Przygotowanie projektu / Preparing the project	310	4%
Koszty finansowe / Financial costs	240	3%
Opłata przyłączeniowa / Connection fee	230	3%
Pozostałe / Other	230	3%
Razem / Total	7 100	100%

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

złożenia oferty). Oczywiście inwestorzy będą dążyli do odzyskania także historycznych nakładów, a właściwie do uzyskania maksymalnej ceny zapewniającej zwycięstwo na aukcji.

5.3 Przychody

W podsumowaniu funkcjonowania obecnego systemu wsparcia energetyki odnawialnej opisaliśmy teorię i praktykę związane z przychodami uzyskiwanymi przez projekty funkcjonujące dotychczas oraz uruchamiane do końca 2015 roku. W tym kontekście spadek przychodów w przeliczeniu na megawatogodzinę z ponad 450 zł, na jakie inwestorzy mogli liczyć w połowie roku 2012 (przy czym 55% tej kwoty stanowiła dopłata w postaci świadectwa pochodzenia) do 300-350 zł – wyraźnie tolerowany przez władze, mające wszak poprzez instrumenty polityki energetycznej istotny wpływ na ceny zielonych certyfikatów – rzutuje także na oczekiwania rynku dotyczące cen uzyskiwanych w systemie aukcyjnym. Potwierdzeniem zamiaru uregulowania przychodów spółek wiatrowych na relatywnie niskim (jak na historyczne standardy) poziomie jest projekt rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie ceny referencyjnej w 2016 roku, opublikowany 15 września 2015 roku po intensywnych konsultacjach z przedstawicielami branży, w którym przewidziano 385 zł jako cenę referencyjną (maksymalną), po jakiej na aukcjach energię sprzedawać będą mogli producenci wykorzystujący energię wiatru na lądzie (dotyczy nowych projektów). Również oczekiwania inwestorów co do cen faktycznie uzyskiwanych na aukcjach mieszczą się w tych granicach. Na zadane przez nas pytanie „Jeśli Państwa projekt będzie uczestniczył w aukcji, jaka będzie zadeklarowana cena (zakładając, że nie przekroczy ceny referencyjnej)?” 36% ankietowanych przedstawicieli rynku wybrało przedział 341-360 zł. Tylko 24% osób wskazało cenę przekraczającą 360 zł, a 30% – niższą od 340 zł (pozostali respondenci nie udzielili odpowiedzi). W pytaniu dotyczącym progu rentowności („Jaka cena 1 MWh w pierwszym roku działania farmy pozwoliłaby osiągnąć próg rentowności [stopa zwrotu zgodna z oczekiwaniami] Państwa projektu/projektów w systemie aukcyjnym [przy założeniu sprzedaży całości wyprodukowanej energii elektrycznej na aukcji]?”) wyniki były podobne – 32% ankietowanych wskazało 341-360 zł. Taki sam procent wymaga ceny wyższej lub zadowolili się niższą. W obu przypadkach przytłaczająca większość odpowiedzi mieściła się w przedziale 320-400 zł. Zjawisko to jest świadectwem postępu technicznego, jaki dokonał się energetyce wiatrowej o przemysłowej skali – w szczególności tendencji do wykorzystywania coraz większych i wydajniejszych turbin. Przeciętna produktywność elektrowni budowanych przed 2012 rokiem, oscylująca w okolicach 2 000-2 200 MWh/MW rocznie, byłaby w dzisiejszych warunkach rynkowych dalece niewystarczająca do zapewnienia opłacalności inwestycji. Obecnie stykamy się z projektami mającymi wytwarzać nierzadko 3 000 MWh/MW rocznie lub więcej

than giving up the bid). Naturally investors will try to recover the historical outlays or rather to achieve maximum price guaranteeing the victory in the auction.

Revenue

When summarizing the functioning of the current support scheme of renewable energy, we have described the theory and practice related to revenue achieved by projects functioning before and those launched by the end of 2015. In this context the drop of revenue per megawatt hour from over PLN 450 which the investors could hope for in mid-2012 (whereas 55% of this amount was the subsidy in a form of a certificate of origin) to PLN 300-350 – clearly accepted by the authorities, however with strong impact through instruments of energy policy on the price of green certificates – also influences on the expectations of the market concerning the prices achieved in the auction system. The confirmation of the intention to regulate revenues of wind energy companies at a relatively low (for the historical standards) level is the draft of the regulation of the Minister of the Economy on reference price in 2016 published on September 15, 2015, after intensive consultations with the representatives of the sector, which assumes PLN 385 as a reference (maximum) price, at which energy can be sold through auctions by producers who use wind energy on land (applicable to new projects).

Also expectations of investors concerning prices actually obtained at auctions are within these limits. When we asked the question “If your project takes part in the auction, what price will you declare (assuming it will not exceed the reference price)?” 36% of the surveyed market representatives chose the range PLN 341-360. Only 24% of people indicated the price exceeding PLN 360 and 30% – lower than PLN 340 (other respondents did not answer the question). In the question concerning the break-even point (“What price per 1 MWh in the first year of farm operations would allow you to reach the break-even point [rate of return meeting your expectations] of your project/projects in the auction system [assuming the sale of the whole produced electrical energy at the auction]?”) the results were similar – 32% of the respondents indicated PLN 341-360. The same percentage would like to have a higher price or will be satisfied with a lower price. In both both cases the great majority of answers was in the range PLN 320-400.

This phenomenon is the evidence of technological progress on the industrial scale in the wind energy sector – particularly the tendency to use bigger and more efficient turbines. The average energy yield of wind power plants built before 2012, which oscillated around 2,000-2,200 MWh/MW per year, would be in today's market conditions highly insufficient to guarantee the investment profitability. Currently we are

i wydaje się, że do systemu aukcyjnego szykowanych jest niewiele farm o prognozowanej produktywności mniejszej niż 2 700 MWh/MW rocznie. Zdaniem 41% procent ankietowanych 2800 MWh stanowi niezbędne minimum („Jaki jest Pani/Pana zdaniem minimalny poziom produktywności farmy wiatrowej w MWh/ MW/ rok, który stworzy szansę wygrania przetargu w planowanym modelu aukcyjnym?”), przy czym odpowiedzi zawierające kwoty wyższe i niższe rozłożyły się mniej więcej po równo, a nikt nie wskazał produktywności niższej od 2 600 MWh/MW rocznie.

Postęp techniczny w dziedzinie projektowania i konstruowania turbin wiatrowych powoduje, że mimo niekorzystnej sytuacji na rynku energii elektrycznej i świadectw pochodzenia także część istniejących projektów nadal może przynosić 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 dłuższego na odpowiednim poziomie, co przekłada się na wyższą stopę zwrotu dla właściciela na zasadzie dźwigni finansowej. W Raporcie Wiatrowym 2014 podkreślaliśmy, że wyniki farm wiatrowych nie są zdeterminowane przez kształtowanie się cen podstawowych surowców, ponieważ w swojej działalności nie wykorzystują paliwa niezbędnego do wytwarzania energii. O ile spostrzeżenie to jest nadal zasadniczo aktualne, to trzeba jednak zauważyć, że załamanie cen ropy (z ponad 110 USD za baryłkę w lecie 2014 roku do 42 USD w sierpniu 2015 roku) i innych paliw kopalnych wywarło niebagatelny wpływ na światowe – także polskie, mimo wciąż stosunkowo zamkniętego rynku – ceny energii elektrycznej. Oddziaływanie cen surowców na przychodową stronę projektów wiatrowych, szczególnie działających w systemie certyfikowanym, może się zmieniać w miarę integracji polskiego systemu elektroenergetycznego z systemami państw sąsiednich, sprzyjającej ujednolicaniu cen energii elektrycznej pochodzącej z rynków o zróżnicowanym miksie energetycznym.

Nowością przyniesioną przez system aukcyjny jest tak zwany koszt profilu – zwany przez przedstawicieli branży „ukrytym kosztem systemu aukcyjnego”. Z technicznego punktu widzenia stanowi on nie tyle koszt, co czynnik obniżający faktycznie uzyskane przychody poniżej wycytowanej ceny aukcyjnej. Zgodnie z zapisami art. 93 ust. 2 ustawy o OZE duży (powyżej 500 kW) producent wygrywający aukcję otrzymuje od Operatora Rozliczeń Energii Odnawialnej S.A. różnicę pomiędzy zindeksowaną ceną określoną w ofercie aukcyjnej a średnią dzienną ceną energii elektrycznej na rynku giełdowym, ważoną wolumenem. Gdyby przeciętna cena uzyskiwana na rynku przez elektrownię wiatrową rzeczywiście odpowiadała średniej dziennej cenie na rynku giełdowym, ważonej

meeting projects which often must produce 3,000 MWh/ MW annually or more and it seems that not too many farms with forecast energy yield below 2,700 MWh/MW per year are being prepared for the auction system. According to 41% of the respondents, 2,800 MWh is the required minimum (“In your opinion, what is the minimum level of wind farm energy yield in MWh/ MW/ year, which offers the possibility of winning the auction in the planned auction model?”), whereas answers containing higher and lower amounts were more or less equal and no one indicated the energy yield lower than 2,600 MWh/MW per year.

Technological headway in designing and constructing wind turbines causes that despite unfavourable conditions on the market of electrical energy and certificates of origin, part of the 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 inflows decreased by operational expenses provide 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.

In the Wind Energy Report 2014 we stressed that the results of wind farms are not determined by the fluctuations of prices of basic resources because they do not use fuel necessary to generate energy in their operations. Inasmuch the observation is still basically accurate, it should be noted however that the breakdown of oil prices (from over USD 110 for a barrel in summer 2014 to USD 42 in August 2015) and other fossil fuels had a significant impact in the global – also Polish, despite still relatively closed market – prices of electrical energy. The impact of prices of resources on the revenues of wind projects, particularly those operating in the certificate system, may change with the integration of the Polish power system with the systems of neighbouring countries, which favours unifications of prices of electrical energy coming from markets with diversified energy mix.

A novelty brought by the auction system is the so-called profile cost – which sector representative describe as a “hidden cost of the auction system”. From the technical point of view it is not a cost but rather a factor decreasing the actually obtained revenue below the bid auction price. According to the provisions of article 93, item 2 of the RES Act, a large (above 500 kW) producer winning the auction receives from OREO the difference between the indexed price set forth in the auction bid and the average daily price of electrical energy on the power exchange market, weighted by volume. If the average price obtained on the market by a wind power plant really corresponded to the average daily price on the power exchange market weighted by volume, the cost of the profile would be zero. However the

wolumenem, koszt profilu byłby zerowy. Jednak charakterystyka energii z wiatru powoduje, że tak nie będzie. Na średni kurs giełdowy nieproporcjonalnie duży wpływ mają ceny uzyskiwane w szczycie zapotrzebowania na energię elektryczną – gdy obrót (wolumen) jest wysoki, a energia – droga. Jednocześnie wyjątkowo mały wpływ na ten kurs mają niskie ceny w transakcjach dotyczących energii przekazanej w nocnym dołku zapotrzebowania, gdy wolumen jest bardzo niski. Powoduje to, że cena ważona wolumenem jest wyższa od prostej średniej. Tymczasem elektrownie wiatrowej nie mają możliwości zwiększenia produkcji w szczycie i, gdy pominąć ewentualne strukturalne zjawiska cykliczne w ciągu doby, sprzedają energię za cenę zbliżoną do prostej średniej dobowej nieważonej wolumenem. Zdaniem analityków rynku energii elektrycznej koszt profilu uzależniony jest w głównej mierze od mocy farm wiatrowych zainstalowanej w danym regionie (zmienność pozostałych czynników jest stosunkowo niewielka). Z obliczeń przeprowadzonych przez Axpo Trading, dotyczących pięciu przykładowych farm wiatrowych rozmieszczonych w północnej Polsce, koszt profilu wahał się od niecałych 6% do nieco ponad 8% ceny bazowej energii¹⁸, a różnica pomiędzy elektrowniami znajdującymi się na Pomorzu Zachodnim a regionie północno-wschodnim wynosiła około jednego punktu procentowego. Oczekuje się, że w miarę rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce koszt profilu będzie rósł, przy czym tempo jego wzrostu zależy będzie między innymi od dostępnej mocy jednostek konwencjonalnych (redukcją różnic między cenami w dobowym szczycie i w dołku) oraz od rynkowych cen energii. Istotnym problemem jest fakt, że koszt ten dotknie istniejących projektów funkcjonujących w systemie aukcyjnym w równym stopniu co projektów nowych, a jak dotąd nie powstały mechanizmy zabezpieczania się przed jego wzrostem.

5.4 Koszty operacyjne

Koszty operacyjne w lądowej energetyce wiatrowej (bez amortyzacji) wahają się w granicach 220-270 tys. zł/MW/rok. Brak tutaj wyraźnego trendu, poza niewielkim wzrostem kosztów bilansowania handlowego. W poniższej tabeli przedstawiono koszty przykładowego projektu w przeliczeniu na 1 MW mocy.

Koszt serwisowania farm wiatrowych (O&M) stanowi ponad 40% kosztów operacyjnych. Ich kwota uzależniona jest przede wszystkim 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. Na rynku pojawiły się podmioty oferujące serwis turbin obcych, co w niektórych krajach jest często spotykanym modelem, jednak na razie trudno oceniać ich potencjał. Koszty serwisowania mogą obejmować bieżące monitorowanie i nadzór,

characteristics of the wind energy cause that it will not be like that. However, the average power exchange price is incommensurately influenced by the prices obtained at the peak of demand for electrical energy - when the turnover (volume) is high, the energy is expensive. At the same time this price is surprisingly insignificantly influenced by the low prices in transactions concerning energy transferred at the night time low of the demand when the volume is very low. This makes the price weighted by volume higher than the simple average. However, wind power plants do not have the possibility to increase production in peak times and if we exclude possible structural cyclical phenomena during the day, they sell energy at a price close to the simple day average not weighted by volume. According to the analysts of the wind energy market, the cost of the profile depends largely on the capacity of wind farms installed in a particular region (changeability of other factors is relatively small). According to calculations made by Axpo Trading concerning five sample wind farms located in northern Poland, the cost of the profile fluctuated between less than 6% to just over 8% of the base price of energy¹⁸, and the difference between power plants located in Western Pomerania and the north-eastern region was around one percentage point. It is expected that with the development of the wind energy sector in Poland the cost of the profile will grow whereas the pace of its growth will depend among others on the available capacity of conventional units (which reduces the difference between the prices in daily peak and low) and on the market energy prices. It is an important fact that this cost will affect the existing projects which function in the auction system to the same extent as the new projects, and so far there are no mechanisms protecting against its increase.

Operational costs

Operational costs in onshore wind energy (without depreciation) fluctuate between PLN 220-270 thousand MW/year. There is no clear trend visible here apart from the slight growth of the cost of trade balancing. The table below presents the costs of a sample project per 1 MW of capacity.

Costs of servicing wind farms (O&M) constitute on average as much as 40% of 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. There are new entities on the market which offer servicing of alien turbines, which is a frequent model in some countries, however at present it is difficult to estimate their potential. The costs of servicing may include also ongoing monitoring and supervision, exchanging parts and

¹⁸ Koszt profilu FW w systemie aukcyjnym, Bartłomiej Faracik / Axpo Trading, 7 października 2015 r.

¹⁸ Profile cost of the wind farm in the auction system, Bartłomiej Faracik / Axpo Trading, October 7, 2015



Koszty operacyjne 1 MW mocy na lądzie Operational costs of 1 MW of capacity on land

Pozycja / Item	[tys. PLN] [thousand PLN]	%
Koszty serwisu / Servicing costs	102	42%
Podatek od nieruchomości / Property tax	43	18%
Bilansowanie handlowe / Trade balancing	26	11%
Dzierżawa / Lease	25	10%
Zarządzanie farmą wiatrową / Wind farm management	21	9%
Ubezpieczenie / Insurance	17	7%
Pozostałe / Other	10	4%
Razem / Total	243	100%

★_źródło: opracowanie własne TPA Horwath / [source: own study by TPA Horwath](#)

wymianę części czy przeprowadzanie napraw. Zakres usług zależny jest od inwestora i regułą jest oferowanie zróżnicowanych cenowo pakietów serwisowych. Często opłaty dzielone są na część stałą i zmienną, zależną od dostępności farmy lub rocznej produkcji energii elektrycznej. W pierwszym dwu- lub trzyletnim okresie funkcjonowania farmy stawki są niższe, następnie rosną bądź do poziomu docelowego, bądź też do kolejnego poziomu niższego od docelowego, aby ustabilizować się po około 6 latach. Regułą jest także uwzględnianie w umowach klauzul waloryzacyjnych.

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. Niebagatelny jest też wpływ wielkości turbin (coraz popularniejsze urządzenia o mocy 2,3, 2,5 czy nawet 3,0 MW) na koszty jednostkowe – swoista korzyść skali pozwala inwestorom obniżyć koszty serwisu w przeliczeniu na 1 MW. Koszty te, podobnie jak nakłady na zakup i instalację turbin, określane są najczęściej w euro; zmiana kursu walutowego może istotnie wpłynąć na wysokość kosztów eksploatacyjnych farmy.

conducting repairs. The scope of services is dependent on the investor and, as a rule, services with diversified prices are offered. The charges are often divided into fixed and changeable depending on the accessibility of the farms and the annual yield of electrical energy. In the period of first two or three years of functioning of the farm the rates are lower, then they grow either to the target level or to the next level below the target level, and they finally stabilize after approximately 6 years. It is also common for the agreements to contain revaluation clauses.

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 energy yield of a farm. The size of the turbines is also of great importance (more and more popular units with the capacity of 2.3, 2.5 and even 3.0 MW) on the unit costs – specific economies of scale which allows the investors to lower servicing costs per 1 MW. These costs, just like the outlays for the purchase and installation 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.

5.5 Analiza opłacalności inwestycji

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

Investment profitability analysis

The break-even point is a product of investment outlays, operational costs, energy yield of the project and estimated rate of return dependent on market interest rates (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 play lesser role in a general assessment of investment economy).

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. Coraz częściej jednak mówi się o tym, że inwestorów uczestniczących w aukcjach różnić będzie percepcja kosztu kapitału zaangażowanego w projekt. Koszt ten stanowi jednocześnie minimalną stopę zwrotu z projektu przynoszoną właścicielom i wierzycielom (zysk właścicieli jest na ogół wyższy, a wierzycieli – niższy). Jak olbrzymie znaczenie ma ten parametr, można odczytać z poniższej tabeli.

Moreover, projects with higher investment outlays (more expensive turbines, higher masts) often generate bigger number of megawatt hours 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 energy yield, and the investment outlays remain at the similar level. However, it is more and more often said that investors participating in auctions will be differentiated by the perception of the cost of capital engaged in the project. This cost also constitutes the minimum rate of return from the project given to the owners and creditors (usually the profit of owners is higher than the profit of creditors). The table below presents how important this parameter is.



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

Średni ważony koszt kapitału Weighted average cost of capital	Produktywność [MWh/MW/rok] / Energy yield [MWh/MW/year]				
	2 500	2 700	2 800	2 900	3 000
7,5%	393	366	345	342	332
9,3%	437	407	393	381	369

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

Przedstawiono w niej rozkład progów rentowności zależnie od produktywności oraz kosztu kapitału mierzonego WACC. Posłużyliśmy się przy tym przykładowym projektem analizowanym w sekcjach poświęconych nakładom inwestycyjnym i kosztom operacyjnym, przyjmując koszt profilu na wyjściowym poziomie 16 zł/MWh. Jak widać, przy założeniu kosztu kapitału na poziomie 9,3% produktywność niezbędna do tego, aby złożyć ofertę nieprzekraczającą ceny referencyjnej, wynosi 2 900 MWh/MW rocznie, natomiast realne szanse na wygranie aukcji wydają się, w świetle oczekiwań rynku, niewielkie. Natomiast gdy wymagana stopa zwrotu spada do 7,5%, to do aukcji można przygotowywać nawet projekt generujący 2 800 MWh/MW (co stanowi też, jak warto przypomnieć, minimalną produktywność podawaną przez największą liczbę naszych ankietowanych). Powyższe obliczenia przygotowano przy założeniu, że produkcja P50 (tj. taka liczba MWh/MW rocznie, że projekt uzyska w skali jednego roku co najmniej tyle MWh/MW z 50% prawdopodobieństwem) – będąca jednocześnie wartością oczekiwaną produktywności farmy – zostanie każdorazowo w całości sprzedana za cenę aukcyjną. Jest to prawdopodobne, o ile wolumen wskazany w ofercie aukcyjnej będzie wynosił P50 lub więcej. Tymczasem obawa przed koniecznością zapłacenia kar za niewywiązanie się w trzyletnim okresie rozliczeniowym z obowiązku wyprodukowania co najmniej 85% zadeklarowanej energii powoduje, że wielu przedstawicieli branży spodziewa się na aukcjach podawania wolumenów rzędu P75 lub nawet

It presents the comparison of break-even points depending on energy yield and the cost of WACC capital. We have used a sample project analysed in sections devoted to investment outlays and operational costs assuming the cost of the profile at the initial level of PLN 16/MWh.

It is clearly seen that when assuming the cost of capital at the level of 9.3%, the energy yield necessary to make a bid below the reference price is 2,900 MWh/MW per year, whereas the real chances for winning the auction seem small in the light of market expectations. Whereas the required rate of return drops to 7.5%, the auction can even be entered by a project generating 2,800 MWh/MW (which also constitutes, what should be remembered, the minimum energy yield given by the largest group of the respondents).

The above calculations were made assuming that the production P50 (i.e. such quantity of MWh/MW per year so that the project will gain in the scale of one year at least as many MWh/MW with 50% probability) which is at the same time the expected value of the farm energy yield – will be each time sold completely at the auction price. It is possible if the volume indicated in the auction bid will be P50 or more. On the other hand, the fear of paying penalties for failing to produce at least 85% of the declared energy in a three-year settlement period causes that many representatives of the sector expect volumes submitted to the auctions at the level of P75 or even lower (i.e. more certain – P80, etc.). Naturally indicating a lower

niższych (tzn. bardziej pewnych – P80 itp.). Oczywiście wskazanie niższego wolumenu wiąże się albo z uzyskaniem niższej stopy zwrotu, albo z koniecznością zadeklarowania wyższej ceny jednostkowej (co zwiększa ryzyko przegrania aukcji). Z naszych obliczeń wynika, że – wzięwszy pod uwagę typową zmienność szybkości wiatru i jej wpływ na zmienność produkcji farmy wiatrowej – w wielu przypadkach uzasadnione będzie podanie nie tylko wolumenu P50, lecz nawet P40. Agresywna polityka wolumenowa wynika z:

- dużego prawdopodobieństwa, że wyprodukowanie niższego wolumenu w jednym roku zostanie zrekompensovane w innym roku danego okresu rozliczeniowego,
- dostępnego „marginesu błędu” 15%,
- prawdopodobnie stosunkowo wysokiej „nagrody” w postaci sprzedaży dodatkowej MWh za cenę aukcyjną zamiast ceny rynkowej, po której zbywane będą nadwyżki ponad wylicytowany wolumen; obecnie taka nagroda mogłaby wynieść np. 180 zł (350 zł minus 170 zł) w porównaniu z karą wynoszącą połowę ceny zadeklarowanej w ofercie, np. 175 zł (50% z 350 zł). Niezwykle istotny jest fakt, że cena aukcyjna indeksowana będzie inflacją, a co za tym idzie, premia za sprzedaż po tej cenie będzie się zwiększała, podczas gdy kara pozostanie na stałym poziomie przez cały piętnastoletni okres wsparcia.

Tym większego znaczenia nabiera konieczność zamówienia wysokiej jakości badania wietrzności miejsca, w którym przygotowana zostanie inwestycja, a także dogłębne przeanalizowanie możliwości wolumenowych zależnie od parametrów rozkładu statystycznego szybkości wiatru i produktywności farmy przyjętego w raporcie. W systemie aukcyjnym właściciele projektów OZE przygotowywanych do aukcji czeka niezwykle trudne 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. Dopiero po wygraniu aukcji profil ryzyka znacząco spada i jest bez wątpienia niższy niż w systemie certyfikатовym, trapiącym przez ryzyko rynkowe (zdaniem niemal 70% ankietowanych – o co najmniej 1 punkt procentowy; większość tej grupy wskazuje różnicę wynoszącą nawet 2 pp. lub więcej).

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

wolumen jest połączony albo z uzyskaniem niższej stopy zwrotu, albo z koniecznością zadeklarowania wyższej ceny jednostkowej (co zwiększa ryzyko przegrania aukcji). Według naszych obliczeń, jeśli weźmiemy pod uwagę typową zmienność prędkości wiatru i jej wpływ na zmienność produkcji farmy wiatrowej, w wielu przypadkach będzie uzasadnione podanie nie tylko wolumenu P50, lecz nawet P40. Agresywna polityka wolumenowa jest konsekwencją:

- wysokiej prawdopodobieństwa, że wyprodukowanie niższego wolumenu w jednym roku zostanie zrekompensovane w innym roku danego okresu rozliczeniowego,
- dostępnej „marginesu błędów” 15%,
- prawdopodobnie stosunkowo wysokiej „nagrody” w postaci sprzedaży dodatkowej MWh za cenę aukcyjną zamiast ceny rynkowej, po której zbywane będą nadwyżki ponad wylicytowany wolumen; obecnie taka nagroda mogłaby wynieść np. 180 zł (350 zł minus 170 zł) w porównaniu z karą wynoszącą połowę ceny zadeklarowanej w ofercie, np. 175 zł (50% z 350 zł). Niezwykle istotny jest fakt, że cena aukcyjna indeksowana będzie inflacją, a co za tym idzie, premia za sprzedaż po tej cenie będzie się zwiększała, podczas gdy kara pozostanie na stałym poziomie przez cały piętnastoletni okres wsparcia.

W związku z tym niezwykle istotne jest zamówienie wysokiej jakości badania wietrzności miejsca, w którym przygotowana zostanie inwestycja, a także dogłębne przeanalizowanie możliwości wolumenowych zależnie od parametrów rozkładu statystycznego szybkości wiatru i produktywności farmy przyjętego w raporcie. W systemie aukcyjnym właściciele projektów OZE przygotowywanych do aukcji czeka niezwykle trudne 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. Dopiero po wygraniu aukcji profil ryzyka znacząco spada i jest bez wątpienia niższy niż w systemie certyfikатовym, trapiącym przez ryzyko rynkowe (zdaniem niemal 70% ankietowanych – o co najmniej 1 punkt procentowy; większość tej grupy wskazuje różnicę wynoszącą nawet 2 pp. lub więcej).

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

W tym kontekście niezwykle istotne jest zamówienie wysokiej jakości badania wietrzności miejsca, w którym przygotowana zostanie inwestycja, a także dogłębne przeanalizowanie możliwości wolumenowych zależnie od parametrów rozkładu statystycznego szybkości wiatru i produktywności farmy przyjętego w raporcie. W systemie aukcyjnym właściciele projektów OZE przygotowywanych do aukcji czeka niezwykle trudne 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. Dopiero po wygraniu aukcji profil ryzyka znacząco spada i jest bez wątpienia niższy niż w systemie certyfikатовym, trapiącym przez ryzyko rynkowe (zdaniem niemal 70% ankietowanych – o co najmniej 1 punkt procentowy; większość tej grupy wskazuje różnicę wynoszącą nawet 2 pp. lub więcej).

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 – przewidywanie budżetu aukcji jeszcze przed jego ogłoszeniem. W przewidywaniu te wpisać należy także ceny referencyjne, tj. 385 zł za 1 MWh wytworzoną z energii wiatru na lądzie w elektrowni o mocy powyżej 1 MW (dotyczy aukcji organizowanych w 2016 roku).

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 niezakończonych powodzeniem – można spodziewać się spadków wyceny projektów.

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, i.e. PLN 385 per 1 MWh generated from wind energy on land in a power plant with the capacity exceeding 1 MW (applicable to auctions organized in 2016).

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)

- 6.1.1 Zmiany w zakresie modernizacji i rozbudowy sieci**
- Wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, rozwój źródeł wytwórczych oraz obowiązek zapewnienia 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 m² budynków

Connection of wind farms to the grid

Technical condition of the Polish Power System [Krajowy System Elektroenergetyczny] (PPS)

Changes in modernization and development of the grid

The growing demand for electrical energy, development of generation sources, and the obligation to maintain the continuity of transmission-distribution functions are the foundation of actions connected with the construction, development and modernization of the grid. Already in 2009 the President of the Energy Regulatory Office pointed at too low investment activity of power grid companies, however, since that time the investment outlays for the grid and distribution sector have been growing steadily. The last year's 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

technologicznych. Zakupiono także infrastrukturę stanowiącą 254 km podmorskiego połączenia stałoprądowego 450 kV Polska-Szwecja¹⁹.

of 5,098.2 m² of service buildings. Also the infrastructure of 254 km of 450 kV direct current submarine cable link between Poland and Sweden was purchased¹⁹.



Nakłady inwestycyjne na sieci przesyłowe / Investment outlays on transmission grids

Nakłady inwestycyjne (w mln zł) / Investment outlays (in millions of PLN)							
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Wykonanie / Execution	4 148	4 384	5 651	6 348	6 636	bd / nd	bd / nd
Plan / Plan		4 529	5 604	6 041	6 652	6 463	6 800

* 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 1 638 km nowych torów 400 kV i 173 km 220 kV, a także zainstalować 44 transformatorów o łącznej mocy 16 790 MVA.

W 2014 roku kontynuowano rozbudowę stacji elektroenergetycznej Słupsk, jednego z najistotniejszych nakładów inwestycyjnych OSP, 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 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 MVA²⁰. PSE S.A. na realizację zaplanowanych do końca 2018 roku inwestycji zamierza przeznaczyć łącznie ok. 7-8 mld zł. PGE Dystrybucja SA w wieloletnim planie rozwoju przewiduje inwestycje w latach 2014–2019 na poziomie 10 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. Nakłady zrealizowane w 2014

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 1,215 km of 220 kV current circuits and to build the total of 1,638 km of new 400 kV and 173 km of 220 kV circuits, as well as to install 44 transformers with the total capacity of 16,790 MVA.

In 2014 the expansion of the power station in Słupsk was continued, which is one of the most important investment outlays by OSP and which is supposed to contribute to the significant improvement of the transmission grid in areas where significant capacities are installed in RES. 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 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 MVA²⁰. To complete the investments planned until the end of 2018, PSE S.A. is going to spend the total of approx. PLN 7-8 billion. In the long-term development plan PGE Dystrybucja S.A. is planning the investments for 2014-2019 at the level of PLN 10 billion. In the plan agreed with the President of the Energy Regulatory Office, 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. Outlays executed in 2014 by all five

¹⁹ Raport NIK, Funkcjonowanie i bezpieczeństwo elektroenergetycznych linii przesyłowych, 2014, str. 26.

²⁰ PSE S.A., Aktualizacja Planu Rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2010–2025, luty 2014, str. 8.

¹⁹ Report by the Supreme Audit Office, Functioning and security of power transmission lines, 2014, p. 26.

²⁰ PSE S.A., Updated Development Plan to satisfy the current and future demand for electrical energy for 2010–2025, February 2014, p. 8.

roku przez wszystkie pięć spółek wyniosły 857 mln zł, co stanowi 109% planowanych inwestycji²¹.

Wzrost nakładów przekłada się na bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej. O ile w 2009 roku 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 roku 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

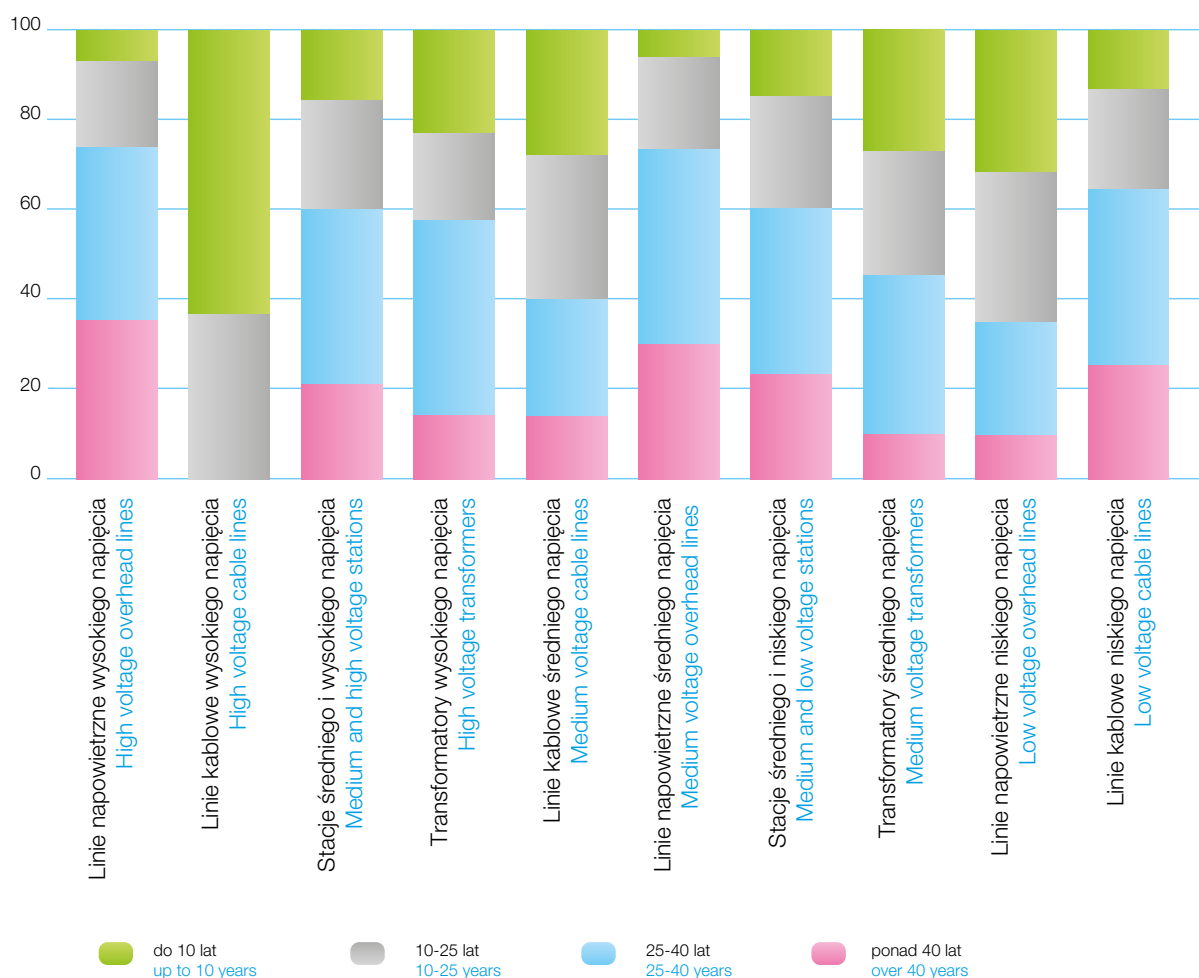
companies amounted to PLN 857 million which accounts for 109% of the planned investments²¹.

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



Struktura wiekowa sieci przesyłowej i rozdzielczej 5 największych OSD według stanu na koniec 2013 r.

Age structure of transmission and distribution grid of the 5 largest OSD according to the condition for the end of 2013.



* Źródło: J. Tomczykowski, Sieci energetyczne pięciu największych operatorów, Energia Elektryczna, nr 5/2015
source: J. Tomczykowski, Power grids of five largest operators, Energia Elektryczna, No. 5/2015.

²¹ Raport Prezesa URE, Warunki podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej i paliw gazowych oraz realizacja przez operatorów systemu elektroenergetycznego i gazowego planów rozwoju uwzględniających zaspokojenie obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną i paliwa gazowe, czerwiec 2015, str. 45.

²¹ Report by the President of the Energy Regulatory Office, Conditions for commencing and carrying out business activity of producing, transmitting or distributing electrical energy and gas fuels and execution by operators of the power and gas systems of the development plans taking into account satisfying the current and future demand for electrical energy and gas fuels, June 2015, p. 45.



Pierwszą i podstawową zaletą nowego systemu wsparcia, z mojego punktu widzenia, będzie oparcie go na jednej, tzw. aukcyjnej cenie. W rzeczywistości inwestorzy nie otrzymają pełnej ceny aukcyjnej, a to dlatego, że będzie ona pomniejszona o koszt profilu oraz koszty bilansowania. Wspomniane koszty łącznie mogą więc stanowić do kilkunastu procent ceny aukcyjnej w zależności od lokalizacji instalacji. Innym, niewątpliwie pozytywnym aspektem nowej regulacji jest powołanie do życia OREO S.A. Nowo powstały podmiot powinien w zasadzie wyeliminować (i) ryzyko płatnika oraz (ii) ryzyko przedterminowego rozwiązania umów odbioru energii elektrycznej jak również zielonych certyfikatów. W tym miejscu należy odnieść się również do zgłaszanych wolumenów energii w ramach aukcji. Ryzyko kary za niedostarczenie energii elektrycznej w „przyczynionym” wolumenie powinno w odpowiednim stopniu zniechęcić inwestorów do zgłaszania „tura-optimistycznych” wolumenów.

Muszę natomiast zaznaczyć, że w Polsce gotowe do wybudowania są aktualnie projekty wiatrowe o łącznej mocy ok. 3 GW, z czego ponad 2GW są to parki wiatrowe o naprawdę przyzwoitej efektywności. Trzeba jasno powiedzieć, że w pierwszej aukcji znajdzie się miejsce jedynie dla niewielkiej części, tj. 25% wspomnianej mocy (ok. 700 MW), co niewątpliwie przełoży się na dużą konkurencję na poziomie ceny aukcyjnej. Potencjalne ryzyko niskich cen upatrywałbym w fakcie że: (i) polski system wsparcia zainteresował zupełnie nowych inwestorów (również kapitałowych) mogących zaakceptować niższe stopy zwrotu (ii) horyzont inwestycyjny niektórych inwestorów zbliża się do końca a pierwsza aukcja będzie ostatnią możliwością podwyższenia wartości projektu, przy założeniu jej wygrania (iii) inwestorzy którym nie udało się dotychczas wybudować projektu będą dążyli do wygenerowania pierwszych przepływów finansowych, po kilku latach ciągłych wydatków inwestycyjnych (iv) nie wszyscy inwestorzy w średniej perspektywie będą w stanie pokrywać koszty utrzymania projektów na etapie ready-to-build co skłoni ich do oferowania niższych cen w aukcjach oraz (v) wielkość nadpodaży mocy gotowej do wybudowania stanowi aż trzykrotność oczekiwanych wolumenów mocy, które wygrają pierwszą aukcję. Mimo wszystko, chcę zaznaczyć, że nie spodziewam się „underbiddingu” przy pierwszej aukcji w odniesieniu do całego wolumenu produkcji oferowanego dla farm wiatrowych o mocy powyżej 1 MW. Oczywiście mogą pojawić się inwestorzy, którzy dzięki wygraniu aukcji będą chcieli podnieść wartość własnego portfela i następnie go zmonetyzować. Uważam jednak, iż większość obecnych inwestorów w Polsce ciągle oczekuje stóp zwrotu na projekcie powyżej 10%, dlatego też znaczna część ofert powinna cechować się sporą dozą racjonalności ekonomicznej.

W moim przekonaniu, nowy system wsparcia niewątpliwie ustabilizuje rynek energii odnawialnej i pozwoli zakończyć trwającą ponad dwa lata lukę inwestycyjną w sektorze. Przejrzystość regulacyjna wsparta relatywnie przewidywalnymi przepływami pieniężnymi powinna skutkować większą otwartością banków, chcących zaistnieć w tego typu finansowaniu. Sądzę, że powyższe zmiany będą również prowadziły do poprawy warunków finansowych oferowanych inwestorom przy oczekiwanym mniejszym zaangażowaniu kapitału własnego.

Z kolei, porównując polski system aukcyjny do innych, lustrzanych systemów wsparcia, jak również biorąc pod uwagę wysoką nadpodaż mocy gotowej do wybudowania, może się okazać, że paradoksalnie największymi wygranymi wcale nie muszą być projekty / inwestorzy, którzy wygrają w aukcji pierwszej.



Grzegorz Linowski

Kierownik Biura Energii i Paliw
Large Corporates & Structured
Finance
DNB Bank Polska SA

The first and fundamental advantage of the new support system will be its being based on a single so-called auction price. In fact, the investors will not get the full auction price as it will be reduced by the cost of profile and balancing costs. Jointly, the aforementioned costs may constitute up to over a dozen percent of the auction price depending on location of the installation. Yet another definitely positive aspect of the new regulation is the formation of OREO S.A. The newly established entity should in principle eliminate (i) the payer's risk and (ii) the risk of early termination of electricity off-take agreements and green certificates. A reference should be made at this point also to energy volumes declared within auctions. The risk of penalties for failure to deliver the “promised” energy volume should satisfactorily dissuade investors from declaring over-optimistic volumes.

Currently, wind projects with total power of about 3GW, including over 2 GW with truly decent effectiveness, are ready to build in Poland. To make things clear, only a small

proportion, i.e. 25% of the aforementioned power (about 700 MW) will be admitted to the first auction, which will no doubt translate into strong competition at the auction price level. What I perceive as the source of potential risk of low prices is the fact that: (i) the Polish support system has aroused the interest of entirely new investors (capital investors among them) who might be willing to accept lower rates of return; (ii) the investment horizon of some of the investors is running out, and the first auction – if won – will be the last opportunity to raise the value of the project; (iii) investors who have so far failed to build their projects will strive to generate the first cash flows after several years of incessant capital expenses; (iv) not all investors will be able in the medium term to bear the maintenance costs pertaining to projects at the ready-to-build stage, which will prompt them to offer lower prices within auctions; and (v) the surplus of ready-to-build power is as much as three times the expected power volumes winning the first auction. After all, I want to point out that I do not expect “underbidding” at the first auction for the entire production volume offered for wind farms with a capacity above 1 MW. There may of course appear investors who – thanks to winning the auctions – want to increase the value of owned portfolio and then monetize it. However, I believe that investors present in Poland still expect rates of return on the project, which will be higher than 10%, and therefore a significant part of the offers should be characterized by a large degree of economic rationality. In my opinion, the new support system will stabilize the renewable energy market and put an end to the investment gap in the sector, which has been going on for over two years. The regulatory transparency, supported with relatively foreseeable cash flows, should lead to bigger openness of banks willing to offer this type of financing. I believe that the aforementioned changes will also result in improved financial terms offered to investors with smaller own capital involvement expected.

On the other hand, if we compare the Polish auction system to other mirror support systems, and also take the high surplus of ready-to-build power into consideration, it may turn out that – paradoxically – the biggest winners will not necessarily be the projects selected within the first auction.

przerw nieplanowanych, za 2013 rok odnotowały tylko Malta, Estonia i Chorwacja)²².

Znaczącej zmianie nie uległa struktura wiekowa infrastruktury przesyłowej. Wciąż większość transformatorów oraz linii przesyłowych o napięciu 400 kV lub 220 kV zostało wybudowanych w latach siedemdziesiątych i osiemdziesiątych XX wieku²³. Jak pokazują badania przeprowadzone przez Ministerstwo Gospodarki w latach 2011–2012, aż 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.

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 strategicznych inwestycjach celu publicznego, która zastąpiła dotychczasowy projekt ustawy o korytarzach przesyłowych. Obecnie wybudowanie kilkudziesięciu kilometrów sieci zajmuje ok. 6-7 lat z czego na zakończenie procedur prawnych potrzeba nawet 5 lat²⁴. Planowana ustawa zakłada włączenie inwestycji w postaci budowy lub przebudowy sieci przesyłowych o napięciu co najmniej

outages, in 2013 was noted only in Malta, Estonia and Croatia)²².

The age structure of the transmission infrastructure has not changed significantly. Still the majority of transformers and transmission lines with voltage of 400 kV or 220 kV were built in the seventies and eighties of the 20th century²³. The research conducted by the Ministry of the Economy in 2011-2012, shows that as much as 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 previous 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.

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 power sources located mainly in the north and central part of the country. The situation is expected to improve in relation to, among others, the planned Act on Strategic Investments of Public Purpose which replaced the existing Bill on Transmission Corridors. Currently the construction of several dozen kilometres of the grid takes on average 6-7 years, out of which even 5 years is required to complete legal procedures²⁴. The planned Act assumes including investments like construction or redevelopment of transmission grids with minimum



Wydane warunki przyłączenia oraz zawarte umowy o przyłączenie

Issued connection conditions and concluded connection contracts

Operator systemu / System operator	OSP	OSD		SUMA TOTAL
Poziom napięcia / Voltage level	NN	WN	SN	
Wydane warunki przyłączenia [MW] (bez zawartej umowy o przyłączenie) / Issued connection conditions [MW] (without concluded connection contract)	2 440	3 599	162	6 201
Zawarte umowy o przyłączenie [MW] (i wydane warunki o przyłączenie) / Concluded connection conditions [MW] (and issued connection conditions)	5 697	5 271	2 428	13 396
		8 870	2 590	
	8 137	11 460		
Suma [MW] / Total		19 597		

* Źródło: PSE S.A., stan na 25 czerwca 2014 r. / source: PSE S.A., as for June 25, 2014

²² CEER Benchmarking Report 5.2 on the Continuity of Electricity Supply, CEER, luty 2015, str. 26.

²³ Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od 1 stycznia 2013 r. do 31 grudnia 2014 r., Ministerstwo Gospodarki, 2015 r., str. 49.

²⁴ E. Garlicka, A. Jodłowski, „Kto straci a kto zyska na korytarzach przesyłowych”, Śniadanie prasowe Deloitte Legal, Warszawa 2012 r., str. 8.

²² CEER Benchmarking Report 5.2 on the Continuity of Electricity Supply, CEER, February 2015, p. 26.

²³ Report on the results of the security audit of supplies of electrical energy from January 1, 2013, to December 31, 2014, Ministry of the Economy, 2015, p. 49.

²⁴ E. Garlicka, A. Jodłowski, „Who will lose and who will benefit from transmission corridors”, Press Breakfast Deloitte Legal, Warszawa 2012, p. 8.

110 kV do przedsięwzięć o charakterze strategicznym, które mogą być realizowane w oparciu o decyzję zintegrowaną zawierającą rozstrzygnięcia w zakresie lokalizacji inwestycji, podziału nieruchomości, nabycia praw do nieruchomości oraz udzielenia pozwolenia na budowę, a w określonych przypadkach także zatwierdzenia projektu budowlanego. Zgodnie z harmonogramem prac legislacyjnych projekt miał zostać przyjęty przez Radę Ministrów w III kwartale 2015 roku.

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.

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. Do samego Zachodniego Oddziału Terenowego URE wpłynęło w 2014 r. 51 powiadomień o odmowie przyłączenia do sieci na łączną moc 333,893 MW. 94% odmów dotyczyła farm wiatrowych, elektrowni słonecznych lub energii ze źródeł gazowych. W większości przypadków jako przyczynę odmowy operator wskazywał brak istnienia warunków technicznych (84%) lub technicznych i ekonomicznych

110kV voltage in projects of strategic character which can be executed based on an integrated decision which contains resolutions concerning the location of an investment, division of a real estate, acquiring the rights to real estate and granting the building permit, and in specific cases also the approval of the building permit design. According to the schedule of legislative works, the Bill was to be adopted by the Council of Ministers in the third quarter of 2015.

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 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 the Energy Regulatory Office 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 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 the Energy Regulatory Office 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.

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. Just the Western Field Division of the Energy Regulatory Office received 51 notifications in 2014 about a refusal to connect to the grid with the total capacity of 333.893 MW. 94% of refusals concerned wind farms, solar power plants or energy from gas sources. In most cases the reason for the refusal provided by the operator was the lack of technical conditions (84%) or technical and economic

(14%), co uzasadniał głównie niespełnieniem wymagań jakościowych energii, zagrożeniami zwarciovymi sieci, niezachowaniem lokalnego charakteru źródła oraz przeciążeniami sieci²⁵. 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 choć zauważalne jest także zawieranie coraz większej liczby ugód.

(14%), which was justified mainly by failing to meet the qualitative requirements for energy, short-circuit risks to the grids, failing to maintain the local character of the source or grid overload²⁵. Consequently, which has been already mentioned, even though transmission and distribution companies regularly connect a certain part of executed RES projects and grant connection condition for the new ones, the majority of those actions are not undertaken by them voluntarily but rather as a result of the Energy Regulatory Office decision in the appeal procedures, however an increasing number of settlements are also made.



Sprawy sporne dotyczące odmów przyłączenia odnawialnych źródeł energii do sieci elektroenergetycznej w 2014 r.
Disputes concerning refusals of connections of renewable energy sources to the power grid in 2014

Liczba wniosków o rozstrzygnięcie sporu / Number of applications for settling disputes	27
Liczba spraw rozstrzygniętych / Number of settled matters	33
Liczba decyzji, w których stwierdzono, że nie ciąży publicznoprawny obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie / Number of decisions, in which it was declared that there is no public and legal obligation to conclude a connection contract	12
Liczba decyzji, w których stwierdzono, że ciąży publicznoprawny obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie / Number of decisions, in which it was declared that there is public and legal obligation to conclude a connection contract	3
Liczba decyzji umarzających postępowanie / Number of decisions on discontinuation of proceedings	17
Liczba ugód administracyjnych / Number of administrative settlements	1

★ 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”

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

²⁵ Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2014 r., kwiecień 2015, str. 56.

²⁵ Report on the activities of the President of the Energy Regulatory Office in 2014, April 2015, p. 56.

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 tysięcy 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 nowego źródła energii z siecią)²⁶. 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 roku, tzw. mały trójpak energetyczny²⁷, 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. Należy jednak wskazać, że sam mechanizm zaliczkowy nie wyeliminował zjawiska spekulacji, a jedynie pozbawił tej możliwości małych uczestników rynku. Nowelizacja z 2013 roku wprowadziła dodatkowy wymóg przedstawienia wraz z wnioskiem o przyłączenie oprócz wyrysu i wypisu z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego również tytułu prawnego do

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 rulings of the Supreme Court, “the fee for the connection to the grid” is 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 new source of energy with the grid)²⁶. 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-pack²⁷, 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. However, it should be pointed out that 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 amendment from 2013 introduced an additional requirement of presenting together with the application for the connection, apart from an excerpt from the local zoning plan, also the legal title to the real

²⁶ Wyrok Sądu Najwyższego z 11 kwietnia 2012 r., sygn. III SK 33/11.

²⁷ Ustawa z 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 27 sierpnia 2013 r.).

²⁶ Ruling of the Supreme Court dated April 11, 2012, ref. no. III SK 33/11.

²⁷ Act dated July 26, 2013 on amending the Act – Energy Law on some other acts (Journal of Laws of August 27, 2013).

nieruchomości, na której ma być posadowiona farma wiatrowa oraz harmonogramu inwestycji.

6.2.5 Nowy mechanizm ograniczający wirtualne umowy

Dalsze zmiany ograniczające powstawanie i istnienie wirtualnych umów reguluje ustawa o OZE, która wprowadza maksymalny 48 miesięczny termin pierwszego wprowadzenia do sieci energii elektrycznej wytworzonej w instalacji lądowej i 72 miesięczny dla morskich farm wiatrowych liczony od dnia zawarcia umowy względnie wejścia w życie ustawy. Przekroczenie tego terminu jest podstawą do wypowiedzenia umowy o przyłączenie. Umowy przyłączeniowe zawarte przed datą wejścia w życie ustawy o OZE muszą zostać uzupełnione o te postanowienia w ciągu 6 miesięcy od wejścia w życie ustawy o OZE. Niedostosowanie umów stanowi podstawę do ich wypowiedzenia.

Rozwiązania te są niestety spóźnione, bowiem praktycznie nie ma już wolnych mocy przyłączeniowych. Ponieważ przepisy w tym zakresie wejdą w życie w 2016 roku to na zwolnienie mocy trzeba będzie czekać do około 2020 roku. Dobrym rozwiązaniem byłoby wprowadzenie obok wypowiedzenia umowy możliwości odstąpienia od niej, które skutkowałyby zwrotem wzajemnych świadczeń, w tym zaliczki dochodzącej do 3 mln zł.

estate on which the wind farm is to be located and the schedule of the investment.

New mechanism which limits virtual contracts

Further changes limiting the concluding and existence of virtual contracts are regulated by the RES Act which introduces the maximum 48-month period for the first introduction of energy to the grid generated in an onshore installation and 72 months for offshore wind farms, calculated from the day of concluding the contract or coming into force of the Act. Exceeding this period is the grounds for terminating the connection contract. Connection contracts concluded before the date of coming into force of the RES Act must be supplemented with this provision within 6 months from coming into force of the RES Act. Failing to adjust the contracts constitutes the grounds for their termination.

Unfortunately these solutions are overdue because practically there are no free connection capacities any more. Since the relevant regulations come into force in 2016, freeing the capacities will have to be waited for until approximately 2020. A good solution would be to implement, next to the termination of the contract, the possibility of rescission, which would result with a return of mutual performances, including the advance payment reaching up to PLN 3 million.

7 Ochrona środowiska

7.1 Decyzja o uwarunkowaniach środowiskowych (DŚU)

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 roku o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko, a także w wydanym na jej podstawie rozporządzeniu Rady Ministrów w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko.

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 w parkach narodowych, rezerwach przyrody, parkach krajobrazowych, obszarach chronionego krajobrazu,

Environmental protection

Decision on environmental conditions (DŚU)

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 were 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 assessing environmental impact, and in the Regulation of the Council of Ministers issued on the basis of this Act, on projects which may have a significant impact on the environment.

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 do not have to require such a report. The first group includes investments in wind power plants whose total rated capacity is not lower than 100 MW and those located on 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 national parks, nature reserves, natural landscape parks, protected landscape areas, Nature 2000 areas, ecological sites, nature and landscape complexes.



Pracując jako konsultant w sektorze energetycznym, uważnie obserwuję rynki energii w Polsce i w Niemczech. Energia odnawialna nie została przyjęta w Polsce na tym samym poziomie co w innych krajach europejskich, jak na przykład w Niemczech. Dlatego właśnie, odejście od systemu kwotowego na rzecz systemu aukcyjnego postrzegam jako szansę. Niemniej jednak, tylko w przypadku jeżeli energia odnawialna stanie się dużo tańsza – co jest deklarowanym celem tej zmiany – to wsparcie w postaci środków publicznych będzie większe.

Jednak, nowy model niesie za sobą kilka zagrożeń dla inwestorów. Jedno z nich jest szczególnie związane z sektorem energii wiatrowej: zwycięzca aukcji ma obowiązek wytworzenia energii elektrycznej w ilości określonej w projekcie – niezależnie od fluktuacji, które zawsze występują w związku ze zmianami warunków wiatru. Operatorzy farm wiatrowych muszą również wziąć pod uwagę błędy pomiarowe, które pojawiają się przy zastosowaniu obecnych standardowych technik pomiaru wiatru.

Tak więc, w jaki sposób operatorzy mogą zoptymalizować swoje prognozy? Technologie pomiaru wiatru oferowane przez duńsko-szwajcarską firmę ROMO Wind, jednego z moich klientów, oferują następujące rozwiązanie: ich opatentowany system iSpin wykorzystuje sprawdzoną technologię ultradźwiękową do pomiaru wiatru w miejscu pierwszego kontaktu wiatru z turbiną – bezpośrednio na wirniku. W ten sposób uzyskiwane są dokładne dane na temat warunków wiatrowych, którym nie jest w stanie dorównać żadna technologia na rynku. Dotychczas pomiary wiatru dokonywano na gondoli turbiny, przez co turbulencje powodowane przez rotor były przyczyną błędnych odczytów.

iSpin mierzy również czy turbina wiatrowa została optymalnie ustawiona w stosunku do wiatru: znaczące błędy odchylenia kierunkowego i wynikające z nich obniżenie wydajności zostały stwierdzone w ponad połowie turbin wyposażonych w tą technologię. Badanie przeprowadzone na początku 2015 roku przez DNV GL potwierdziło średni wzrost wydajności o 2% po skorygowaniu tego problemu. Inne korzyści, które przynosi zoptymalizowanie odchylenia kierunkowego to mniejsza liczba usterek spowodowana zmniejszeniem obciążenia oraz gwarancja dłuższej żywotności samej turbiny. Przykład ROMO Wind pokazuje, że dzięki innowacjom wspierającym systemy stosowane w farmach wiatrowych, ten sektor energii ma jeszcze bardzo duży potencjał do wykorzystania - zarówno w zakresie dokładności pomiarów, jak i zwiększonej wydajności turbin, co przekłada się na zwiększone zyski. Inwestorzy muszą zwrócić uwagę na te kwestie w przyszłości tak, aby projekty wiatrowe w Polsce mogły pozostać rentowne a energia odnawialna zyskała taką aprobatę społeczną na jaką zasługuje.



Robert Siatecki

Managing Consultant, Właściciel
Managing Consultant, business
owner

Rensys – Management
Consulting

As a consultant in the energy sector, I follow the Polish and German energy markets closely. Renewable energy has not been accepted in Poland to the same degree as in other European countries, e.g. Germany. That's why I see the system change, away from the quota model and towards the auction model, as an opportunity: only if renewable energy becomes remarkably cheaper – a declared aim of the change – will public support increase.

Nevertheless, the new model involves a few risks for investors. One applies to the wind industry in particular: the winner of an auction must produce the amount of electricity stipulated in the project – regardless of fluctuations that inevitably arise as a result of changing wind conditions. Wind farm operators must also take into account the measurement errors that occur when using today's standard wind measurement techniques.

But how can operators optimise their predictions? The wind measurement

technology provided by the Danish-Swiss company ROMO Wind, one of my clients, provides the answer: their patented iSpin system uses proven ultrasonic technology to measure wind where it first hits the wind turbine – directly at the spinner. In this way it delivers exact wind condition data as no other technology currently available on the market can. Until now, wind has mostly been measured at the nacelle of the turbine whereby turbulence from the rotor leads to inaccuracies.

iSpin also measures whether a wind turbine is positioned optimally in the wind: significant yaw misalignments and therefore considerable loss of yield was proven at over half of the turbines currently equipped with the technology. A study by DNV GL early in 2015 confirmed an average yield increase of two percent after this had been rectified. Further advantage of optimised yaw alignment: minimised loads lead to fewer repairs and a longer life for the turbine.

The example of ROMO Wind shows that, thanks to system-supporting innovations, there is still a lot of potential in the wind industry – regarding both the accuracy of measurement data and increased energy yield of the turbines and, thus, maximised profits. Investors must act on this in the future so that wind projects in Poland remain profitable and renewable energies receive the public acceptance they deserve.

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

Lack of uniform interpretation of environmental procedures by the administration makes it significantly difficult to prepare the project efficiently. The authorities have problems with assessing 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

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 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 obszarze²⁸, 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 roku Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska opublikowała „Wytyczne w zakresie prognozowania oddziaływań na środowisko farm wiatrowych”²⁹. Na szczególną uwagę zasługuje Rozdział X, który zawiera zagadnienie dobrych praktyk w zakresie prognozowania oddziaływania farmy wiatrowej na środowisko. Dokument ten ceniony jest przez inwestorów za swoje walory merytoryczne. Wytyczne mają jednak jedynie charakter rekomendacji i nie wiążą organów samorządowych. Dotąd jednak, czyli cztery lata po publikacji dobrych praktyk, nie osiągnięto pełnego ujednolicenia stanowisk organów administracyjnych i oczekiwanych zmian w prowadzonych postępowaniach.

7.2 Etapy postępowania w sprawie wydania DŚU³⁰

- 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.

²⁸ 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.

²⁹ M. Stryjecki, K. Mielniczuk, Wytyczne w zakresie prognozowania oddziaływań na środowisko farm wiatrowych, Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska, Warszawa 2011.

³⁰ Ibidem, str. 56.

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 environmental impact assessment, it will be necessary to run another assessment. Such risk can be limited by locating the investment based on the complete zoning 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 area²⁸, or the possibility of the project having impact on the areas which require special protection (including Natura 2000 areas and those under other forms of protection). This leads to prolongation of the investments process.

Complicated procedures are often accompanied by the lack of uniform opinions of the authorities of different voivodeships. Thus the investor must take into account that in the case of locating wind farms on territories of different voivodeships, 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”²⁹. 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 however only have a character of recommendations and are not binding for local government authorities. Nevertheless so far, i.e. four years after the publication of good practices, still the full unification of positions of administrative authorities and expected changes in the conducted proceedings have not been achieved.

Stages of DŚU decision process³⁰

- Classification of a wind farm to the 2nd 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 administrative authority.
- Request of the authority conducting the proceedings to appropriate cooperating bodies to issue an opinion

²⁸ 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.

²⁹ M. Stryjecki, K. Mielniczuk, Guidelines for estimating environmental impact of wind farms, General Directorate for Environmental Protection, Warsaw 2011.

³⁰ Ibidem, p. 56.

- 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.
- Wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach (gdy nie stwierdzono potrzeby przeprowadzenia OOS) lub sporządzenie przez Inwestora Raportu OOS i przedłożenie go organowi prowadzącemu postępowanie w przypadku stwierdzenia obowiązku przeprowadzenia OOS.
- 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 postępowanie procedury udziału społeczeństwa.
- Wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach.
- Podanie do publicznej wiadomości informacji o wydaniu decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach.

concerning the necessity of conducting OOS and the scope of the OOS Report.

- Issuing the opinion by cooperating bodies.
- 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.
- Issuing the decision on environmental conditions (if there was no need to conduct OOS) or drawing up the OOS Report by the Investor and submitting it to the authority conducting the proceedings if there was an obligation to conduct OOS.
- Request of the authority conducting the proceedings to appropriate cooperating bodies regarding the approval/opinion concerning the conditions of executing the wind farm project.
- Issuing the opinion and approval by the cooperating bodies.
- 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.

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)³¹. Powierzchnia morskich obszarów chronionych wynosi obecnie 7 237 km², co stanowi około 30% całej polskiej Wyłącznej Strefy Ekonomicznej³². Według danych GUS całość obszarów chronionych w Polsce wynosi około 32,5% powierzchni kraju³³. Dodatkową przeszkodą jest także samo rozmieszczenie obszarów chronionych, które wraz ze strefami intensywnego zalesienia w dużej części pokrywają się z rozmieszczeniem obszarów najbardziej atrakcyjnych inwestycyjnie, czyli tych o wysokiej wietrzności.

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)³¹. The area of protected maritime areas is currently 7,237 km², which accounts for approximately 30% of the Polish Exclusive Economic Zone³². According to the data of Chief Statistical Office, the total protected area in Poland accounts for approximately 32.5% of the territory of the country³³. An additional obstacle is also the very location of protected areas which, together with the areas of intensified forestation, largely coincide with the location of most attractive areas for investments, i.e. those with good wind conditions.

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

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.

³¹ Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska [http://natura2000.gdos.gov.pl/strona/natura-2000-w-polsce]

³² Ochrona środowiska 2014, GUS, Warszawa, 2014, str. 526.

³³ Łącznie z tą częścią obszarów sieci Natura 2000, która mieści się w granicach obszarów prawnie chronionych, źródło: Ochrona środowiska 2014, GUS, Warszawa, 2014, str. 283, [stan na 2013 r.]

³¹ General Directorate for Environmental Protection [http://natura2000.gdos.gov.pl/strona/natura-2000-w-polsce].

³² Environmental Protection 2014, Chief Statistical Office, Warsaw, 2014, p. 283.

³³ Together with the part of the Natura 2000 network which is located within the legally protected areas, source: Environmental Protection 2014, Chief Statistical Office, Warsaw, 2014, p. 283 [data as of 2013].

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 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 zróżnicowany 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.

Zgodnie z dotychczas ukształtowanym stanowiskiem, opodatkowaniu podatkiem od nieruchomości podlegają wyłącznie części budowlane turbozespołów, czyli fundament z pierścieniem oraz wieża. Zarówno organy podatkowe, jak i sądy administracyjne były dotąd zgodne w tym zakresie. We wrześniu 2011 roku Trybunał Konstytucyjny wprost stwierdził³⁴, że opodatkowanie podatkiem od nieruchomości podlegają jedynie budowle objęte definicją zawartą w ustawie z 7 lipca 1994 roku Prawo budowlane, a wykładnia rozszerzająca jest niedopuszczalna. Definicja ta uległa jednak zmianie 28 czerwca 2015 roku i nie wiadomo jeszcze, jak nowelizacja Prawa budowlanego wpłynie na praktykę interpretacyjną organów podatkowych, w szczególności w zakresie odrębnego opodatkowania instalacji i urządzeń umieszczonych wewnątrz turbiny. Niezależnie od niepewności legislacyjnej oraz stosunkowo 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 wartości³⁵.

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 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 in decisions on building permits, 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 law, 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 stated³⁴ 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. This definition was changed however on June 28, 2015, and it is still unknown how the amendment of the Construction Law will influence the interpretation practice of tax authorities, particularly within the scope of separate taxation for installations and devices located inside the turbine. Regardless of the legislative uncertainty and the more or less homogeneous 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 values³⁵.

³⁴ Zob. Wyrok Trybunału Konstytucyjnego z 13 września 2011 r. sygn. akt. P 33/09.

³⁵ W ostatnim czasie pojawiło się korzystne dla inwestorów rozstrzygnięcie, w którym potwierdzono, że jedynie część konstrukcyjna wieży,

³⁴ See: Ruling of the Constitutional Tribunal dated September 13, 2011, ref. no. P 33/09.

³⁵ Recently a verdict favourable for investors appeared which confirmed that only the construction part of the tower, i.e. its external part,

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 należy stosować zasady ogólne. Konstrukcja morskich farm wiatrowych spełnia warunki uznania jej w części 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 unormowana.

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 nastrocza 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, pierścienie i fundament. Ustawy dochodowe wymagają bowiem, aby w dniu przyjęcia do używania środka trwałego były „kompletne i zdadne do użytku”, tj. służyły zakładanym celom

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).

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 partially 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 (KŚT 346) [fixed asset classification] covering the whole “wind energy-generating set” to which one should also include the tower, the ring and the foundation. Income 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

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).

gospodarczym – produkcji energii elektrycznej. Tym samym amortyzacja turbin (kompletnego zespołu prądowłórczego wiatrowego) powinna przebiegać według metody liniowej stawką 7% lub degresywnej z zastosowaniem współczynnika 2,0 (stawka 14%). Tymczasem organy podatkowe często rozstrzygają, iż elementy budowlane elektrowni wiatrowej powinny być amortyzowane liniowo stawką w wysokości 4,5% (jako budowle mieszczące się w grupie 2 KŚT), natomiast część 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

the intended business purposes – the production of electrical energy. In this way depreciation of turbines (the complete wind energy-generating set) should follow the linear 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 until 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 financing 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.

opodatkowania takiej transakcji. Miejscem opodatkowania takiej 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).

The place of taxation of such a delivery of goods, which 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 down the tax indicated in the invoice. Otherwise the VAT settlement obligation lies on the buyer according to the principle of reverse charge.

8.4 Zarządzanie ryzykiem podatkowym

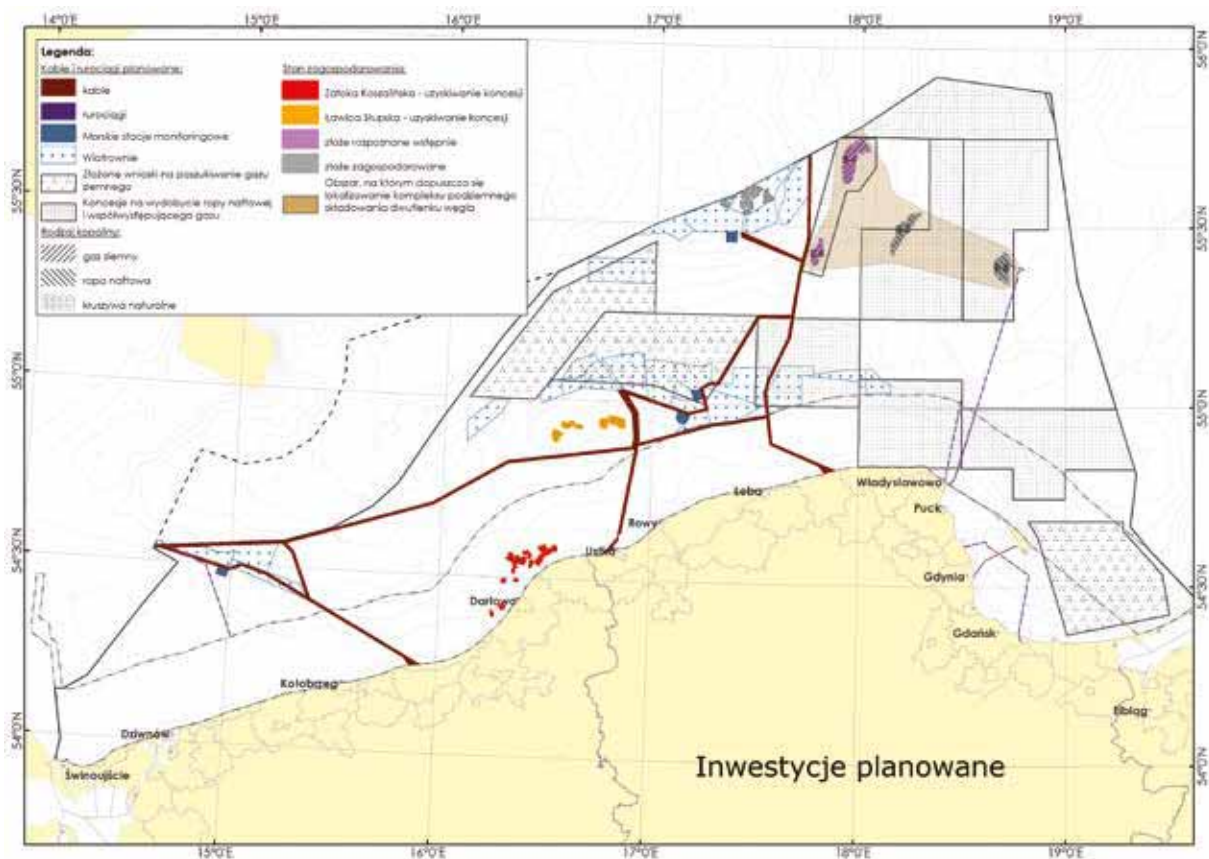
Projekty wiatrowe są na ogół dewelopowane w spółkach celowych (SPV), których udziały stają się następnie przedmiotem obrotu, np. w procesie pozyskiwania inwestora strategicznego lub sprzedaży projektu. Taka sytuacja implikuje szereg zagadnień i ryzyk podatkowych. Jednym z nich jest kwestia finansowania poszczególnych etapów inwestycji długiem, gdzie w przypadku finansowania przez udziałowców SPV kluczowe są regulacje dotyczące niedostatecznej kapitalizacji i cen transferowych, a w przypadku

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



Planowane inwestycje morskich farm wiatrowych w polskiej wyłącznej strefie ekonomicznej Morza Bałtyckiego
Planned investments in offshore wind farms in the exclusive economic zone of Poland in the Baltic Sea



* Źródło: Urząd Morski w Gdyni / source: Maritime Office, Gdynia

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).

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 thereto, which very fact 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 transaction 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 their impact on the value of the project (due diligence).

9 Projekty offshore

9.1 Potencjał produkcyjny

W pierwszej połowie 2015 roku u wybrzeży Europy powstało 584 nowych turbin o łącznej mocy 2342,9 MW³⁶. W budowie pozostaje 15 farm wiatrowych o łącznej mocy 4268,5 MW. W strefie ekonomicznej Wielkiej Brytanii ruszyły prace nad realizacją największej na świecie farmy wiatrowej o mocy 4,8 GW. Na polskich obszarach morskich nie powstał jak dotąd żaden projekt tego typu.

Polska strefa Morza Bałtyckiego oferuje jedno 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 km², odpowiada on teoretycznej mocy rzędu do 35 GW, niemniej ekonomicznie uzasadniona górna granica polskiego potencjału offshore nie przekracza 20 GW³⁷. Przy uwzględnieniu dalszych ograniczeń leżących po stronie infrastruktury przesyłowej, odbioru mocy oraz bilansowania energii i jej magazynowania, do roku 2030 nie należy spodziewać się inwestycji przekraczających łącznie 6 GW.

9.2 Otoczenie biznesowo-prawne

Jak dotąd jedynym realizowanym w Polsce projektem offshore jest Morska Farma Wiatrowa Bałtyk Środkowy III o planowanej łącznej mocy nominalnej do 1,2 GW, która ma zostać zlokalizowana 23 km od linii brzegowej na wysokości Łeby. Przyczyną takiego stanu rzeczy jest przede wszystkim brak wystarczających uregulowań

Offshore projects

Production potential

In the first half of 2015, 584 new turbines were built near the coast of Europe with the total capacity of 2,342.9 MW³⁶. 15 wind farms with the total capacity of 4,268.5 MW are still under construction. In the economic zone of Great Britain works were commenced on the construction of the largest wind farm in the world with the capacity of 4.8 GW. On the Polish sea areas so far there has been no project of this type.

The Polish territory of the Baltic Sea offers one of the most favourable 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 km² which accounts for the theoretical capacity of up to 35 GW, however the economically justified upper limit of the Polish offshore potential does not exceed 20 GW³⁷. Taking into account further restrictions caused by transmission infrastructure, power take-off, as well as balancing energy and its storage, before 2030 investments exceeding the total of 6 GW cannot be expected.

Business and legal environment

So far the only offshore project executed in Poland is the Offshore Wind Farm Bałtyk Środkowy III with the planned total nominal capacity up to 1.2 GW which is to be located 23 km from the coast line near Łeba. The reason for this situation is, above all, the lack of satisfactory legal regulations for execution of investments and

³⁶ "The European offshore wind industry – key trends and statistics 1st half 2015" EWEA, czerwiec 2015, str. 3 i nast.

³⁷ G. Wiśniewski (red.), Morski wiatr kontra atom, Instytut Energetyki Odnawialnej, Warszawa 2012, str. 20.

³⁶ "The European offshore wind industry – key trends and statistics 1st half 2015" EWEA, June 2015, p. 3 and following.

³⁷ G. Wiśniewski (ed.), Sea wind vs. atom, Institute of Renewable Energy, Warsaw 2012, p. 20.

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 dna 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. Poniższa tabela prezentuje liczbę złożonych wniosków i wydanych pozwoleń lokalizacyjnych dla morskich farm wiatrowych w polskich obszarach morskich. Według stanu z 1 września 2015 roku nie toczy się już żadne postępowanie administracyjne ani sądowo-administracyjne w przedmiocie pozwoleń lokalizacyjnych³⁸.

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 of the seabed 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. The table below presents the number of submitted applications and issued location permits for offshore wind farms on Polish maritime areas. As for September 1, 2015, there are no ongoing administrative or court and administrative proceedings concerning location permits³⁸.



Złożone wnioski i wydane pozwolenia lokalizacyjne dla morskich farm wiatrowych
Submitted applications and issued location permits for offshore wind farms

	2011	2012	2013	2014	2015 (do 1.09.2015) 2015 (until 1.09.2015)
Liczba złożonych wniosków o wydanie pozwolenia lokalizacyjnego Number of submitted applications for a location permit	32	31	12	–	1
Liczba opłaconych wniosków o wydanie pozwolenia lokalizacyjnego (wraz z sumą uiszczonych opłat) Number of paid applications for a location permit (including the sum of paid fees)	–	7 (92 054 346 PLN)	2 (12 180 000 PLN)	–	–
Liczba wydanych pozwoleń lokalizacyjnych / Number of issued location permits	–	15	13	9	–

*_źródło: Ministerstwo Infrastruktury i Rozwoju / source: Ministry of Infrastructure and Development

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. Zdaniem rządowego Zespołu do Spraw Polityki Morskiej RP realny potencjał rynkowy morskiej energetyki wiatrowej to 1 GW do 2020 roku, 2 GW do 2025 roku oraz 6 GW do 2030 roku. Ostrożniej potencjał rozwoju morskiej energetyki wiatrowej szacuje PSEW, które w scenariuszu podstawowym, zakłada, że do 2020 roku może powstać 0,5 GW mocy na polskim Bałtyku.

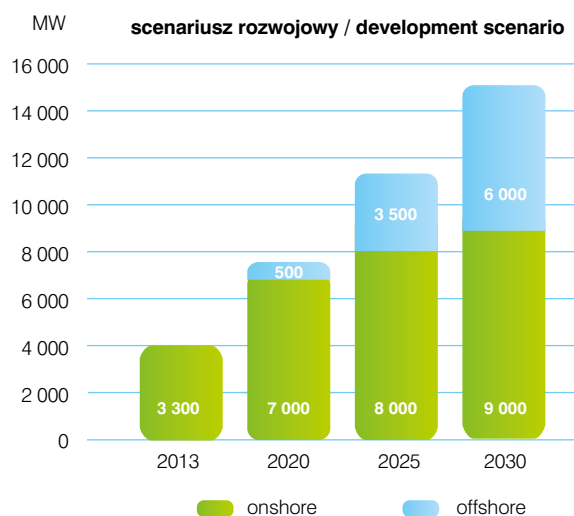
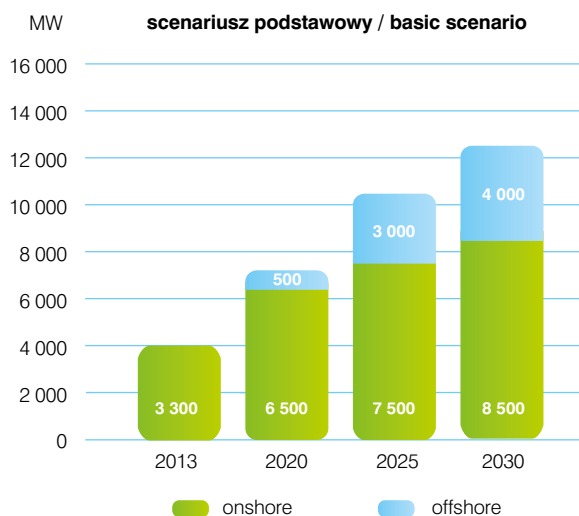
The Polish Offshore Wind Energy Association is estimating that until 2020 the total of 1 GW of capacity will appear on the Polish sea territory, until 2025 – 5 GW, and until 2030 – 10 GW. According to the Government Team for Maritime Policy of Poland, the actual market potential of offshore wind energy is 1 GW until 2020, 2 GW until 2025, and 6 GW until 2030. A more careful estimation of the development of the offshore wind energy is presented by PWEA which in the basic scenario assumes that by 2020 – 0.5 GW of power may appear in the Polish Baltic sea.

³⁸ Based on the data of the Ministry of Infrastructure and Development.

³⁸ Based on the data of the Ministry of Infrastructure and Development.



Rozwój morskiej i lądowej energetyki wiatrowej w Polsce Development of offshore and onshore wind energy in Poland



★_źródło: PSEW / source: PWEA

9.3 Typowe etapy przygotowania i realizacji inwestycji w morską farmę wiatrową

Poniżej prezentujemy typowe etapy³⁹ 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.

Typical stages of preparing and executing an investment in an offshore wind farm

Below we are presenting the typical stages³⁹ 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 power 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.

³⁹ 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.

³⁹ 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.

- Proces budowy morskiej farmy wiatrowej wraz z przyłączeniem lądowym.
- Proces uruchamiania morskiej farmy wiatrowej.

Należy zauważyć, że wraz z nowelizacją ustawy o obszarach morskich RP i administracji morskiej usprawnieniu uległa procedura uzyskiwania pozwoleń na wznoszenie oraz wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń oraz uzgodnień na układanie i utrzymywanie kabli w polskich obszarach morskich.

9.4 Wyprowadzenie mocy

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 rozwiązania⁴⁰.

Pierwsze wiąże się z koniecznością „punktowego” wprowadzenia mocy do systemu przesyłowego, co determinuje konieczność znacznej rozbudowy północnej sieci elektroenergetycznej. Z uwagi na ograniczenia środowiskowe lub planowanie przestrzenne obszarów nadmorskich, w niektórych przypadkach może zajść konieczność budowy specjalnych linii przesyłowych łączących morskie farmy wiatrowe oraz sieć elektroenergetyczną w głębi kraju.

Drugim, częściowo niezależnym, ale mającym wpływ na pierwszy aspekt związany 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 spójnego planu zagospodarowania przestrzennego.

- 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.

It should be noted that together with the amendment of the Act on Polish maritime areas and maritime administration, the procedure was improved for obtaining permits for construction and use of artificial islands, structures and devices and agreements for laying and maintenance of cables in Polish maritime areas.

Power take-off

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 simultaneously⁴⁰.

The first one is connected with the necessity of the take-off “point by point” for feeding the power to the transmission system, which determines the need of significant development of the northern power grid. Due to the environmental limitations or 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 by 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 coherent zoning plan.

⁴⁰ Henryk Majchrzak, Tomasz Tarwacki, G. Tomasik, J. Węgliński, „Nowe wyzwania w planowaniu rozwoju sieci przesyłowej”, *Elektroenergetyka* nr 1-2 (11-12), 2012.

⁴⁰ Henryk Majchrzak, Tomasz Tarwacki, G. Tomasik, J. Węgliński, „New challenges in planning the development of the transmission grid”, *Elektroenergetyka* no. 1-2 (11-12), 2012.

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 roku wyniosła niemal 200 MW (przyrost o 29% w stosunku do 2010 roku), w 2012 roku przeciętna farma wiatrowa miała już 285,6 MW, (przyrost o 43% w porównaniu z 2011 rokiem), w roku 2013 aż 485 MW (przyrost o 78% w stosunku do 2012 roku), natomiast w roku 2014 zmalała do 368 MW (24,1% mniej niż w roku poprzednim). Zważywszy, że średnia w 2013 roku została zaburzona realizacją elektrowni London Array o rekordowej mocy 630 MW, tendencja wzrostowa nadal się utrzymuje i będzie zapewne kontynuowana w przyszłości. Średnia moc znamionowa instalowanych turbin za 2014 rok to 3,7 MW, czyli o 7,5% mniej, niż w roku 2013 (4 MW). Natomiast średnia moc znamionowa instalowanych turbin w pierwszej połowie 2015 roku wynosiła 4,2 MW, czyli o 20% więcej niż w pierwszej połowie 2014 r. W ostatnim czasie pojawiają się nowe modele turbin offshore'owych o coraz większej mocy. Trwają też prace nad turbinami-gigantami rzędu 15 MW.

W 2014 roku zwiększeniu uległa średnia odległość realizowanych projektów od linii brzegowej, która wyniosła 32,9 km (30 km w 2013 roku), zwiększyła się również średnia głębokość lokalizacji turbin – 22,4 m. (przy 20 m w roku poprzednim). Wydaje się nieuniknione dalsze zwiększanie odległości farm wiatrowych od lądu, którym będą towarzyszyć większe głębokości (tzw. „far deep offshore”), co z kolei wymaga 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 technologii⁴¹.

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 seabed, 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), in 2013 it was 485 MW (a growth by 78% in relation to 2012) whereas in 2014 it dropped to 368 MW (24.1% less than in the previous year). Taking into account that the average in 2013 was disturbed by the execution of the London Array power plant with the record capacity of 630 MW, the growth tendency still continues and it is likely to continue in the future. The average rated power of installed turbines for 2014 is 3.7 MW, i.e. 7.5% less than in 2013 (4 MW). Whereas the average rated power of installed turbines in the first half of 2015 was 4.2 MW, i.e. 20% more than in the first half of 2014. Recently new models of offshore turbines have been appearing with the increasing capacity. There are also works on giant turbines with capacities reaching 15 MW.

In 2014 there was an increase in the average distance of the executed projects from the coast line, which was 32.9 km (30 km in 2013), whereas the average depth of the turbine location increased – 22.4 m (with 20 m in the previous year). However, the further increase in the distance of wind farms from the land seems inevitable, which will 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 technologies⁴¹.

⁴¹<http://www.frost.com/prod/servlet/press-release.pag?docid=253015417>

⁴¹<http://www.frost.com/prod/servlet/press-release.pag?docid=253015417>

9.6 Poziom wsparcia dla morskich farm wiatrowych

Z uwagi na specyfikę systemu wsparcia opartego na modelu aukcyjnym, morska energetyka wiatrowa nie będzie miała ekonomicznych podstaw do rozwoju do momentu modyfikacji systemu 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 powyżej 4000 MWh rocznie. Zakładając, iż kontraktacja produkcji energii z projektów morskich dotyczyć będzie okresu po 2020 roku, to związany z tym odsunięciem czasowym dalszy spadek jednostkowych kosztów wytworzenia w turbinach offshore może 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)⁴². Dla przykładu, grupa Polenergia szacuje wartość nakładów na dwie inwestycje o łącznej mocy ok. 1,2 GW na 4,81 mld euro. Różnica między 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/MWh⁴³. Przewidziany w ustawie o OZE system wsparcia zawiera zapisy nie uwzględniające specyfiki morskich farm wiatrowych. Zależność od przyszłych decyzji organów wykonujących ustawę tworzy znaczne ryzyko inwestycyjne dla przedsiębiorstw. Jeżeli celem ustawodawcy jest włączenie morskiej energetyki wiatrowej do polskiego mixu wytwórczego, należałoby oczekiwać rozwiązań dedykowanych podsektorowi offshore na poziomie ustawowym, tj. np. wprowadzenia odrębnego koszyka aukcyjnego lub opracowania odrębnej ustawy dla projektów offshore.

⁴² 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.

⁴³ Ibidem, str. 18.

Level of support for offshore wind farms

Due to the specifics of the new support scheme based on the auction model, the offshore wind energy will not have economic foundations for development until the system 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 energy yield 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 may 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 energy production at the end of the decade to EUR 100/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 EUR 3.32 to over EUR 4 million (the median is in the amount of EUR 3.64 million/MW)⁴². 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 revenues from the sale of energy at the market price, defined as the revenue gap, should be covered with the revenues 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/MWh⁴³.

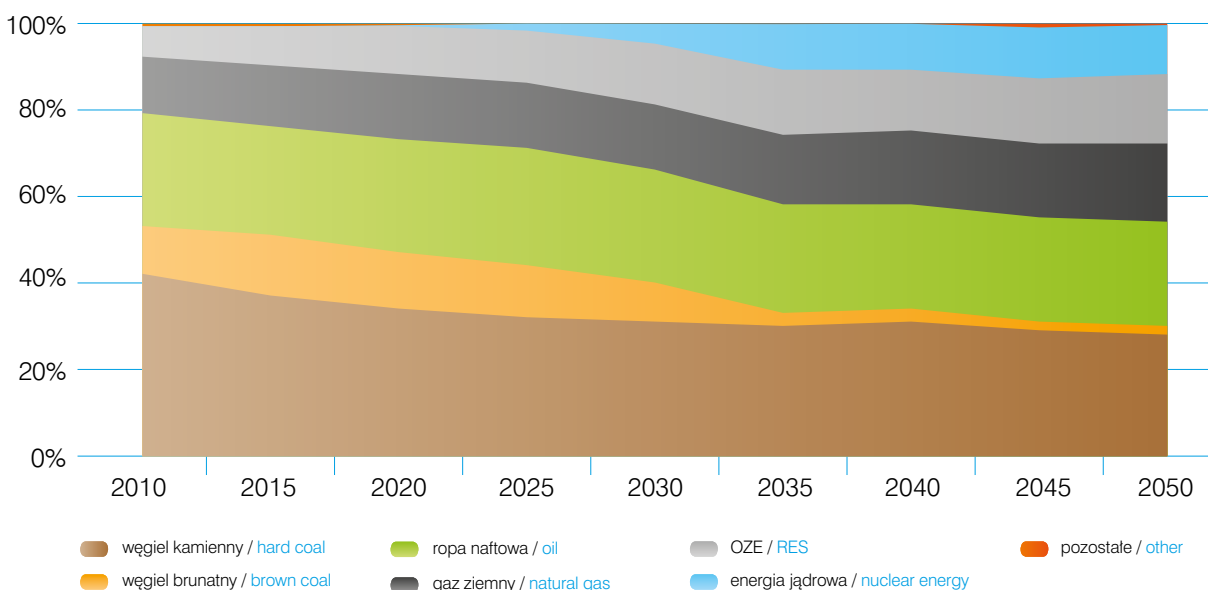
The support scheme assumed in the RES Act contains provisions which do not take into account the specifics of offshore wind farms. Dependence on the future decisions of authorities executing the Act will create a significant investment risk for companies. If it is the aim of the legislator to include offshore wind energy in the Polish production mix, one should expect solutions dedicated to the offshore subsector at the level of the Act, i.e. the introduction of a separate auction basket or drawing up a separate Act on offshore projects.

⁴² 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 Sustainable Energy – SMDI Advisory Group, Warsaw, October 12, 2012, p. 39.

⁴³ Ibidem, p. 18.



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

10 Prognozy – sektor wiatrowy ogółem

Według najnowszego raportu EWEA⁴⁴ (European Wind Energy Association) pod koniec 2014 roku łączna moc zainstalowana w energetyce wiatrowej w UE wyniosła 128,8 GW, czyli o 10% więcej niż w 2013 roku. W Polsce, mimo trudności prawno-regulacyjnych, rynek rozwija się stosunkowo dynamicznie, choć wolniej niż w przeszłości. Zanotowano wzrost z 3,390 MW w 2013 roku do 3,834 MW w 2014 roku, czyli o ponad 13%. Jak podaje URE, na koniec czerwca 2015 roku łączna moc zainstalowana wzrosła o ponad 283 MW osiągając poziom 4 117 MW.

Nowe rozwiązania technologiczne rozszerzają sukcesywnie zasięg technicznego potencjału wytwarzania energii 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 objętych programem NATURA 2000), terenów graniczących z obszarami chronionymi lub terenami gęsto zaludnionymi. Poza barierami przestrzennymi, rozwój podsektora hamują także omówione w raporcie ograniczenia związane z przyłączaniem farm wiatrowych do sieci czy niewystarczające regulacje prawne dotyczące wsparcia i rozwoju energetyki odnawialnej, w tym morskiej energetyki wiatrowej. Krajowy system wytwarzania energii elektrycznej stoi przed poważnym wyzwaniem związanym z rosnącym

⁴⁴ Wind in power, EWEA, 2014 European statistics, luty 2015 r., str. 11.

Forecasts – the wind energy sector in total

According to the latest report by EWEA⁴⁴ (European Wind Energy Association) at the end of 2014 the total installed capacity of wind energy in the EU was 128.8 GW, i.e. 10% more than in 2013. In Poland, despite the legal and regulatory difficulties, the market is developing dynamically, although more slowly than in the past. A growth was noted from 3,390 MW in 2013 to 3,834 MW in 2014, i.e. by over 13%. The Energy Regulatory Office states that at the end of June 2015, the total installed capacity grew by over 283 MW, reaching the level of 4,117 MW.

The new technological solutions are successively expanding the range of the technical potential of producing energy to the areas with low wind velocity and lower stability of wind conditions. On the other hand, the spatial development of wind energy is encountering many restrictions due to the existence of protected areas (including areas which are a part of NATURA 2000 programme), areas neighbouring with protected areas, or highly populated areas. Apart from spatial 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, or insufficient legal regulations concerning support and the development of renewable resources, including the offshore wind energy. The public system of producing electrical energy is facing a serious challenge of satisfying the growing

⁴⁴ Wind in power, EWEA 2015 European statistics, February 2015, p. 11.

zapotrzebowaniem 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 2020 roku w wysokości ok. 170 TWh i 217 TWh w 2030 roku. W tym okresie zakłada się największy wzrost udziału OZE w produkcji energii elektrycznej netto. Według prognoz Krajowej Agencji Poszanowania Energii S.A. (KAPE) przewiduje się znaczny wzrost znaczenia OZE w strukturze krajowego zapotrzebowania na energię pierwotną (z 7% w 2010 roku do 16% w 2050 roku).

Według prognoz Ministerstwa Gospodarki przedstawionych w projekcie Polityki Energetycznej Polski do 2050 roku, produkcja energii elektrycznej netto z wiatru wyniesie w 2020 roku 11,1 TWh, a w 2025 roku 16 TWh. Zdaniem Ministerstwa do 2050 roku zróżnicowane technologie produkcji energii ze źródeł odnawialnych osiągną udział zbliżony do energetyki węglowej tj. na poziomie 33%. W ocenie autorów tego dokumentu, technologie energii odnawialnej zmierzają do osiągnięcia dojrzałości ekonomicznej, którą mają osiągnąć do 2035 roku. Po tej dacie nie przewiduje się żadnej formy wsparcia. Zdaniem przedstawicieli środowiska projekt Polityki Energetycznej Polski do 2050 roku nie jest dokumentem wystarczającym i kompletnym, aby w sposób przekonujący i zgodny z aktualną wiedzą określić kierunki i tempo rozwoju sektora energetycznego⁴⁵.

Ostrożniejsze szacunki Krajowej Agencji Poszanowania Energii, przedstawione w tabeli powyżej, mówią o udziale 16% OZE w strukturze krajowego zapotrzebowania energetycznego.

Krajowy Plan Działania zakłada, że Polska powinna osiągnąć udział energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii w bilansie zużycia energii ogółem na poziomie 13% w 2015 roku i 13,85% w 2016 roku⁴⁶. Minister Gospodarki wydał rozporządzenie⁴⁷, w którym podniósł obowiązek przedstawienia do umorzenia zielonych certyfikatów do 14% w roku 2015 oraz założył jego wzrost o 1 p.p. rocznie aż do poziomu 20% w roku 2021. Co ważne, taki sam poziom obowiązkowego umorzenia zielonych certyfikatów na lata 2015 i 2016 określa też ustawa o OZE, co oznacza że zmiana tego poziomu wymagałaby nowelizacji ustawy.

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 in the net production of electrical energy. The forecast of Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A. [Polish National Energy Conservation Agency] (KAPE) 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).

According to the forecasts of the Ministry of the Economy presented in the draft of the Energy Policy of Poland until 2050, the net production of electrical energy from wind will amount to 11.1 TWh in 2020 and 16 TWh in 2025. According to the Ministry, by 2050 diversified technologies of producing energy from renewable sources will reach a share similar to coal energy, i.e. at the level of 33%. In the opinion of the authors of this document, renewable energy technologies are heading towards reaching economic maturity, which will happen by 2035. After that time no form of support is assumed. According to the representatives of the sector, the draft of the Energy Policy of Poland until 2050 is not a sufficient and complete document to convincingly and in a manner commensurate with the current knowledge establish the directions and pace of the development of the energy sector⁴⁵.

More careful estimates of the Polish National Energy Conservation Agency presented in the table below talk about a RES share of 16% in the structure of national demand for energy.

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 13% in 2015 and 13.85% in 2016⁴⁶. The Minister of the Economy has issued a new regulation⁴⁷ in which he increased the obligation of presenting green certificates for cancellation to 14% in 2015 and assumed its annual growth by 1 percentage point until the level of 20% in 2021. The important matter is that the same level of obligatory cancellation of green certificates for 2015 and 2016 has also been set forth in the RES Act, which means that changing this level would mean amending the Act.

⁴⁵ PSEW, Stanowisko Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej do „Projektu Polityki energetycznej Polski do 2050 r.”, wrzesień 2015, str. 11.

⁴⁶ Raport określający cele 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.

⁴⁷ 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).

⁴⁵ PWEA Standpoint of the Polish Wind Energy Association on the „Draft of the Energy Policy of Poland by 2050”, September 2015, p. 11.

⁴⁶ Report defining the targets regarding 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.

⁴⁷ Regulation of the Minister of the Economy dated May 5, 2014, amending the regulation 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 generated in renewable energy sources (Journal of Laws of 2014, Item 671).

W rozporządzeniu Rady Ministrów z czerwca 2015 roku⁴⁸ określono poziom planowanego zakupu energii elektrycznej z OZE w drodze aukcji na poziomie 4 736 044 MWh dla istniejących instalacji o maksymalnej wartości ok. 1 804 mln zł oraz 50 449 950 MWh energii dla nowych instalacji o maksymalnej wartości ok. 18 201 mln zł. W przypadku instalacji zmodernizowanych rząd nie przewiduje zakupu energii w pierwszej aukcji. Najbardziej interesujący koszyk aukcyjny nowych projektów ma zostać podzielony w taki sposób, że 30 907 350 MWh, czyli ponad 61%, ma pochodzić ze źródeł o stopniu wykorzystania mocy niższym niż 4 000 MWh/MW/rok, z czego ¼ dotyczyć ma źródeł małych o mocy zainstalowanej nie przekraczającej 1 MW. W praktyce oznacza to, że rozstrzygnięcie pierwszej aukcji może przynieść ze sobą instalację jedynie 600-700 MW w farmach wiatrowych na lądzie o dużej mocy i aż 150-200 MW w małych instalacjach do 1 MW. W koszyku dużych projektów dojdzie w związku z tym do silnej rywalizacji, jako że jest on kilkukrotnie niższy niż łączna moc projektów gotowych do wystawienia na pierwszej aukcji, z których znaczna część została w wysokim stopniu zoptymalizowana. W przypadku dużej reprezentacji zoptymalizowanych projektów na aukcji w roku 2016 może nawet dojść do efektywnego zmniejszenia łącznej mocy zainstalowanej wyłonionej na tym przetargu (poniżej 600 MW). Zupełnie odwrotnie przedstawia się perspektywa pierwszej aukcji w koszyku źródeł do 1 MW. Jako że rynek nie oferował dotąd istotnej liczby projektów wiatrowych o takim profilu, stosunkowo hojny budżet tej aukcji stworzy prawdopodobnie możliwość wygrania licytacji nie tylko projektom wiatrowym ale także fotowoltaicznym i ewentualnie innym technologiom OZE o stopniu wykorzystania mocy poniżej 4000 MWh/MW/rok. Niewykluczone też, że pierwsza aukcja w koszyku do 1 MW nie przyniesie całkowitego rozstrzygnięcia, co przewidziano w ustawie o OZE zakładając możliwość zorganizowania w takim wypadku aukcji uzupełniającej.

The regulation of the Council of Minister from June 2015⁴⁸ defines the planned level of purchase of electrical energy from RES through auctions at the level of 4,736,044 MWh for the existing installations with the maximum value of approx. PLN 1,804 million and 50,449,950 MWh of energy for new installations with the maximum value of approx. PLN 18,201 million. The government does not assume purchase of energy from modernized installations in the first auction. The most interesting auction basket of new projects should be divided in such a way that 30,907,350 MWh, i.e. over 61%, should come from sources with installed capacity utilization factor lower than 4,000 MWh/MW/year, ¼ of which will apply to small sources with installed capacity below 1 MW. In practice it means that the result of the first auction may be the installation with only 600 - 700 MW in onshore wind farms with large capacity and as much as 150-200 MW in small installations up to 1 MW. Therefore the basket of large projects will witness strong rivalry because it is several times smaller than the total capacity of ready projects to participate in the first auction, the majority of which has been largely optimized. In the case of large representation of optimized projects at the auction in 2016, it may be even possible to effectively decrease the total installed capacity selected in this bid (below 600 MW). The perspective of the first auction in the basket of sources below 1 MW looks completely opposite. Since the market so far has not offered a significant number of wind projects with this profile, the quite generous budget of this auction will probably create an opportunity to win the auction not only for wind projects but also for photovoltaic ones and possibly for other RES technologies with the level of installed capacity utilization factor below 4,000 MWh/MW/year. It is also possible that the first auction in the basket below 1 MW will not be completely settled, which has been accounted for in the RES Act, by offering in this case the possibility to organize a supplementary auction.

⁴⁸ Rozporządzenie Rady Ministrów z 18 czerwca 2015 r. w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może być sprzedana w drodze aukcji w 2016 r. (Dz.U. 2015 poz. 975).

⁴⁸ Regulation of the Council of Minister of June 18, 2015, on the maximum quantity and value of electrical energy from renewable energy sources which can be sold through the auction in 2016 (Journal of Laws of 2015, Item 975).

Współautorzy / Co-authors:



Wojciech Sztuba
Managing Partner



Krzysztof Horodko
Managing Partner



Mikołaj Ratajczak
Senior Manager



Krzysztof Kajetanowicz
Manager



Marcin Palusiński
Senior Consultant



Paweł Kamiński
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 placowej, 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, Austria, Bulgaria, Croatia, Czech Republic, Serbia, Slovakia, Slovenia, Poland, Romania and Hungary. Our services include tax advisory, accounting, auditing and business 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.



Maciej Prusak
Partner
Attorney At Law



Dominik Sołtysiak
Partner
Attorney At 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 law firms from more than 50 countries worldwide, 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 farm projects, we provide advisory regarding all legal aspects of an investment. We deliver our services in Polish, English and German.



Łukasz Leśniewski

Kierownik Wydziału Informacji
Head of the Economic Information Division

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

- pozyskiwanie bezpośrednich inwestycji zagranicznych (BIŻ),
- 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 to find appropriate investment locations,
- helps investors through all investment process,
- guides investors through all the essential administrative and legal procedures,
- provides access to the complex information relating to legal and business matters regarding the investments,
- creates a positive image of Poland across the world, and promotes Polish goods and services abroad by organizing conferences, visits for foreign journalists and trade missions, media campaigns and publications.

Patronat 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 Polskiego Komitetu Światowej Rady Energetycznej. 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. It is a member of The European Wind Energy Association (EWEA) and the Polish Member Committee of the World Energy Council. 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



e-mail: office@tpa-horwath.pl
www.tpa-horwath.pl



e-mail: info@bsjp.pl
www.bsjp.pl