



OFFSHORE

Dodatek specjalny

Special focus

Raport / Report

2022

Polska energetyka wiatrowa 4.0

Wind energy in Poland 4.0

© 2022 TPA Poland / Baker Tilly TPA

Publikacja zawiera jedynie informacje natury ogólnej zgodne z obecnym stanem prawnym (maj 2022 r.). PSEW, DWF, Baker Tilly TPA, TPA Poland, firmy członkowskie oraz podmioty stowarzyszone Grupy TPA oraz Baker Tilly International nie świadczą tym samym ani nie przedstawiają w tej publikacji porad podatkowych, inwestycyjnych, finansowych, księgowych, konsultingowych, prawnych czy innych. Nie należy także, wyłącznie na podstawie zawartych tu informacji, podejmować jakichkolwiek decyzji dotyczących Państwa działalności. Przed podjęciem jakichkolwiek decyzji lub działań dotyczących kwestii finansowych czy biznesowych powinni Państwo skorzystać z porady profesjonalnego doradcy.

This publication contains only general information in accordance with the current legal status (May 2022). PSEW, DWF, Baker Tilly TPA, TPA Poland, member firms and affiliates of the TPA Group and Baker Tilly International do not therefore provide or present tax, investment, financial, accounting, consulting, legal or other advice in this publication. You should not, based solely on the information contained herein, make any decisions regarding your business. You should seek the advice of a professional advisor before making any decision or taking any action regarding financial or business matters.

Drodzy Czytelnicy,

oddajemy w Wasze ręce kolejną edycję dobrze znanego raportu pod nazwą „Polska energetyka wiatrowa 4.0”. Omawia on aktualne zagadnienia z sektora lądowej energetyki wiatrowej, jego uwarunkowania prawne i biznesowe oraz perspektywy dalszego rozwoju branży. Nowością jest dodatek specjalny poświęcony morskiej energetyce wiatrowej, który powstał ze względu na jej rosnącą rolę w sektorze energetycznym.

Raport powstał dzięki wiedzy i doświadczeniu ekspertów z Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej – największej organizacji pozarządowej, która działa na rzecz dynamicznego rozwoju OZE, firmy doradczej TPA / Baker Tilly TPA oraz kancelarii prawnej DWF, specjalizujących się w consultingu oraz opiece prawnej, oferując najwyższej jakości usługi dla sektora energetyki.

Energia z wiatru to jeden z filarów transformacji energetycznej. Przy odpowiednich warunkach oraz wsparciu wiatru na lądzie i morzu przyczyni się do zagwarantowania bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz wzmocnienia gospodarki poprzez budowę nowoczesnego i silnego łańcucha dostaw. System elektroenergetyczny oparty na rozproszonych źródłach energii jest też odporny na zagrożenia natury militarnej oraz zwiększa niezależność gospodarki i państwa pod względem sytuacji geopolitycznej.

Wojna napastnicza Rosji przeciw Ukrainie przyspiesza transformację energetyczną w Europie, a kolejne kraje deklarują zwiększony rozwój i szybsze przejście na energetykę odnawialną. Także w Polsce podstawą bezpieczeństwa energetycznego musi być szybka redukcja naszej zależności od paliw kopalnych oraz jak najszybsza eliminacja dostaw surowców energetycznych z Rosji. Dziś, w najlepiej pojętym interesie narodowym jest nadanie priorytetu rozwojowi energetyki odnawialnej. Im więcej OZE w systemie, tym mniejsze zużycie węgla i gazu. Dlatego konieczne jest bezzwłoczne odblokowanie rozwoju energetyki wiatrowej na lądzie, którą od 2016 r. ogranicza zasada 10H. Wiatr ma olbrzymi potencjał jako najtańsze źródło energii.

O fundamentalnej roli OZE świadczy uzupełnienie Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. o czwarty filar dotyczący suwerenności energetycznej, który wpisuje się w realizację głównego celu polityki państwa, jakim jest konkurencyjność gospodarki i zmniejszenie oddziaływania sektora energii na środowisko. Aktualizacja PEP2040 z I kw. 2022 r. zakłada także, że 50% produkcji energii elektrycznej do 2040 r. będzie pochodziło z odnawialnych źródeł.

Wśród bieżących wyzwań nie sposób pominąć rosnących cen energii elektrycznej. W kwietniu br. średnia cena megawatogodziny na Towarowej Giełdzie Energii kształtowała się na poziomie 466,60 PLN/MWh i była wyższa o blisko 100% od średniej ceny sprzed roku. To efekt drożejących paliw kopalnych, takich jak gaz i węgiel, oraz uprawnień do emisji dwutlenku węgla. Usunięcie barier dla budowy nowych farm

Dear Readers,

We would like to present you with another edition of a well-known report entitled "Wind energy in Poland 4.0". The report discusses current issues in the onshore wind energy sector, its legal and business environment, and the prospects for the further development of the industry. A new feature is a special focus part, dedicated to offshore wind energy, due to the latter's growing role in the energy sector.

The report was prepared thanks to the expertise and know-how of experts from the Polish Wind Energy Association (PSEW) – the largest non-governmental organization working for the dynamic development of RES, the consulting firm TPA / Baker Tilly TPA and the legal business DWF, which specialize in consulting and legal services, offering the highest quality services for the energy sector.

Wind energy is one of the pillars of the energy transition. With the right conditions and support, onshore and offshore wind will help guarantee the country's energy security and strengthen the economy by building a modern and robust supply chain. A power system based on distributed energy sources is also resistant to military threats and increases the independence of the economy and the state from the geopolitical situation.

Russia's aggression against Ukraine is accelerating the energy transition in Europe, with more countries pledging increased development and a faster transition to renewable energy. In Poland, too, the foundation of energy security must be a rapid reduction of our dependence on fossil fuels and the elimination of the supply of energy resources from Russia as soon as possible. Today, it is in the best national interest to prioritize renewable energy development. The more renewable energy sources there are in the system, the lower the coal and gas consumption. This is why it is imperative that onshore wind energy development, which has been restricted by the 10H rule since 2016, be unblocked without delay. Wind has enormous potential as the cheapest energy source.

The fundamental role of RES is evidenced by the addition of the fourth pillar concerning energy sovereignty to Poland's Energy Policy until 2040 (PEP2040), which is in line with the main goal of the state policy, namely the competitiveness of the economy and reduction of the energy sector's impact on the environment. PEP2040's update from the first quarter of 2022 also assumes that 50% of electricity generation by 2040 will come from renewable sources.

Increasing prices of energy cannot be overlooked among the current challenges. In April 2022, the average megawatt hour price on the Polish Power Exchange was at the level of PLN/MWh 466.60 and was higher by nearly 100% than the average price from a year ago. This is the result of more expensive fossil fuels, such as gas and coal, and carbon allowances. The removal of impediments to the construction

wiatrowych na lądzie pomogłoby wyhamować wzrosty cen energii. Duże nadzieje na przyspieszenie prac z tym związanymi wiąże się z przejściem projektu ustawy liberalizującej zasadę 10H pod skrzydła Ministerstwa Klimatu i Środowiska. Z ekonomicznego punktu widzenia utrzymywanie w mocy ustawy odległościowej jest bowiem nieracjonalne i kosztowne. Bez jej nowelizacji, taniego prądu w Polsce nie będzie.

Tegoroczny raport zawiera część specjalną, poświęconą morskiej energetyce wiatrowej. Polska może stać się liderem rozwoju tego sektora w regionie Morza Bałtyckiego i w Europie – trzeba tylko odpowiednio oszacować, a następnie wykorzystać, drzemiący w Bałtyku potencjał. Zakładane obecnie 11 GW już dziś rząd weryfikuje w górę we wspomnianej wcześniej Polityce Energetycznej Polski do 2040 r. Jednak branża szacuje, że możliwości na polskim morzu są zdecydowanie większe, sięgające nawet 28 GW. Dodatkowo, efektywne planowanie oraz pełne wykorzystanie potencjału polskich dostawców oznaczać będzie, że lokalny łańcuch dostaw dla morskich farm może osiągnąć nawet 65%. Jest to bez wątpienia szansa na impuls rozwojowy dla całej gospodarki.

Terminowa realizacja kluczowych inwestycji offshorowych jest dziś racją stanu w kontekście zapewnienia Polsce bezpieczeństwa i niezależności energetycznej. Zdobyte doświadczenia przy realizacji tak dużych i skomplikowanych projektów inwestycyjnych pokazały, że istnieją obszary wymagające optymalizacji, aby pierwsze polskie farmy offshore mogły być sprawnie i efektywnie zbudowane. Branża, bogata w doświadczenia z dotychczasowych prac, dostrzega potrzebę modyfikacji w obszarze pozwoleń, które wpłynęłyby na skrócenie czasu realizacji inwestycji.

Podsumowując, Polska jest obecnie w dobrym momencie dla rozwoju energetyki wiatrowej. Zarówno wiatr na lądzie, jak i na morzu mają znakomite perspektywy. Potrzeba jedynie usunięcia barier rozwojowych oraz zapewnienia stabilności w obszarze regulacji prawnych procesu inwestycyjnego.

Drodzy Czytelnicy, jako autorzy raportu „Polska energetyka wiatrowa 4.0” zachęcamy do wnikliwej lektury.

of new onshore wind farms would help to stem the rise in energy prices. There are high hopes for accelerating the process related to the passage of a draft act liberalizing the so-called 10H rule under the wings of the Ministry of Climate and Environment. This is because from the economic point of view it is unreasonable and costly to maintain the distance law in force. Without amending it, there will be no cheap electricity in Poland.

This year's edition of the report includes a special focus on offshore energy. Poland may become a leader in the development of this sector in the Baltic Sea region and in Europe – it is only necessary to properly assess and then use the potential lying in the Baltic Sea. The amount of 11 GW assumed so far is already being revised upwards by the government in the aforementioned Poland's Energy Policy until 2040. However, the industry estimates that the Polish offshore capacity is much greater, reaching up to 28 GW. In addition, effective planning and making a full use of the potential of Polish suppliers will mean that the local supply chain for offshore wind farms can reach up to 65%. This is undoubtedly an opportunity to boost the development of the entire economy.

Timely development of key offshore projects is today's *raison d'être* for ensuring Poland's energy security and independence. Experience gained during the execution of such large and complex investment projects has shown that there are areas that need to be optimized in order for the first Polish offshore farms to be built successfully and efficiently. The industry, rich in experience from previous projects, recognizes the need for modifications in the area of permits, which would shorten the execution time.

To conclude, Poland is currently at a good moment for wind energy development. Both onshore and offshore energy offer excellent prospects. What is needed is the removal of barriers to development and ensuring stability in terms of legal regulations of the investment process.

Dear Readers, as the authors of the "Wind energy in Poland 4.0" report, we encourage you to continue reading.

Janusz Gajowiecki

Prezes Zarządu / President
PSEW

Wojciech Sztuba

Partner Zarządzający / Managing Partner
TPA Poland / Baker Tilly TPA

Karol Lasocki

Partner, Head of Renewables
DWF

Spis treści

1. Energetyka wiatrowa onshore w Polsce, Europie i na arenie międzynarodowej	7
1. Wstęp.....	8
2. Konkurencyjność Polski na arenie międzynarodowej	8
3. Polska, Europa, świat	9
3.1. Polska	9
3.2. Europa	12
3.3. Świat	13
2. Uwarunkowania prawne.....	15
1. Ramy prawne rozwoju OZE.....	16
1.1. Ustawa OZE	16
1.2. Ogólne zasady wsparcia w systemie aukcyjnym	17
1.3. System świadectw pochodzenia.....	18
1.4. System aukcyjny	20
1.5. Etap projektowy realizacji elektrowni wiatrowych ..	24
2. Tytuł prawny do nieruchomości pod lokalizację farmy wiatrowej	25
2.1. Uwagi ogólne.....	25
2.2. Umowa najmu i dzierżawy.....	26
2.3. Służebność przesyłu.....	28
2.4. Nieruchomości o szczególnym statusie.....	29
3. Planowanie i zagospodarowanie przestrzenne.....	31
3.1. Miejskowy Plan Zagospodarowania Przestrzennego.....	31
3.2. Decyzja o warunkach zabudowy.....	34
3.3. Decyzja o lokalizacji inwestycji celu publicznego ...	34
4. Ochrona środowiska	35
4.1. Ocena oddziaływania na środowisko	35
4.2. Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach (DŚU).....	37
4.3. Regulacje dotyczące minimalnej odległości od zabudowań mieszkalnych i innych terenów chronionych	38
5. Prawo budowlane	39
5.1. Pozwolenie na budowę	39
5.2. Zgłoszenie robót budowlanych	42
5.3. Przystąpienie do użytkowania	43
6. Przyłączenie do sieci	44
6.1. Warunki techniczne i ekonomiczne przyłączenia ..	44
6.2. Umowa o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.....	45
6.3. Bilansowanie Krajowego Systemu Energetycznego	47
7. Koncesja na wytwarzanie energii OZE	49
7.1. Koncesja	49
7.2. Promesa koncesji	50
3. Uwarunkowania i perspektywy biznesowe.....	51
1. Europejski Zielony Ład.....	52

Table of contents

1. Onshore wind energy in Poland, Europe and worldwide	7
1. Introduction.....	8
2. Poland's competitiveness on the international arena	8
3. Poland, Europe, worldwide.....	9
3.1. Poland	9
3.2. Europe	12
3.3. Worldwide.....	13
2. Legal framework	15
1. Legal framework for RES development.....	16
1.1. RES Act	16
1.2. General principles of support under the auction system.....	17
1.3. System of certificates of origin.....	18
1.4. Auction system.....	20
1.5. Design stage of wind farms.....	24
2. Legal title to the property for wind farm location.....	25
2.1. General notes	25
2.2. Lease and tenancy agreements	26
2.3. Transmission easement.....	28
2.4. Real estate with special status	29
3. Spatial planning and zoning.....	31
3.1. Local Spatial Development Plan.....	31
3.2. Zoning decision.....	34
3.3. Decision on the location of a public purpose investment.....	34
4. Environmental protection.....	35
4.1. Environmental Impact Assessment	35
4.2. Decision on environmental conditions.....	37
4.3. Regulations on the minimum distance from residential buildings and other protected areas	38
5. Building Law	39
5.1. Building Permit.....	39
5.2. Notification of construction works	42
5.3. Operation of a wind farm	43
6. Connection to the grid	44
6.1. Technical and economic connection conditions....	44
6.2. Grid connection agreement.....	45
6.3. Balancing the national power system	47
7. Concession for the generation of energy in the RES installation	49
7.1. Concession	49
7.2. Promise of the concession	50
3. Business conditions and prospects.....	51
1. European Green Deal.....	52

2. Polityka energetyczna państwa (PEP) i Krajowy plan na rzecz energii i klimatu (KPEiK)	53
3. Krajowy Plan Odbudowy	55
4. Lokalizacja inwestycji – planowane nowe normy odległościowe	56
5. Elementy procesu inwestycyjnego	60
5.1. Etapy przygotowania i realizacji inwestycji	61
5.2. Przygotowanie farmy wiatrowej do sprzedaży/ocena ryzyk w procesie kupna	62
5.2.1. Perspektywa zbywcy: vendor due diligence ...	65
5.2.2. Perspektywa nabywcy: buy-side due diligence .	65
6. Finansowanie projektów	67
6.1. Rodzaje źródeł finansowania projektów	67
6.2. Charakterystyka pasywów	68
6.3. Tarcza podatkowa w zakresie kosztów finansowych a koszty uzyskania przychodów.....	70
7. Projektowanie strumienia przychodów	72
7.1. System Zielonych Certyfikatów	74
7.2. System aukcyjny.....	80
7.3. PPA, cPPA contracts	84
7.4. Rynek spot oraz rynek terminowy	85
8. Potencjał cPPA dla rozwoju nowych mocy	91
9. Rentowność projektów wiatrowych.....	96
9.1. Charakterystyka inwestycji w energetykę wiatrową – opis rynku.....	96
9.2. Nakłady inwestycyjne	98
9.3. Struktura finansowania	100
9.4. Przychody.....	101
9.5. Koszty operacyjne	104
9.6. Marżowość.....	107
9.7. Analiza opłacalności inwestycji	108
9.7.1. Perspektywa dewelopera.....	110
9.8. Transakcje M&A na rynku onshore w Polsce.....	112
10. Wybrane kwestie podatkowe	115
10.1. Podatek od nieruchomości	115
10.2. Depreciation of wind farms	117
10.3. VAT przy dostawie z montażem od zagranicznego przedsiębiorcy	118
10.4. cPPA – opodatkowanie na gruncie VAT.....	119
10.5. Podatek akcyzowy w kontraktach cPPA.....	119
10.6. Zarządzanie ryzykiem podatkowym	120
11. Prognozy rozwoju sektora, w tym rozwój krajowego łańcucha dostaw.....	120

4. Focus: Offshore (wybrane, najbardziej aktualne kwestie) 121

1. Potencjał Morskiej Energetyki Wiatrowej (MEW) w Europie i Polsce.....	123
2. Ramy prawne rozwoju projektów offshore	124
2.1. Uwagi ogólne.....	124
2.2. Plan zagospodarowania przestrzennego polskich obszarów morskich.....	127
2.3. Zasady wsparcia projektów w I i II fazie rozwoju .	129

2. Poland's Energy Policy (PEP2040) and National Energy and Climate Plan (KPEiK).....	53
3. National Recovery Plan	55
4. Investment location – planned new distance standards.....	56
5. Elements of the investment process.....	60
5.1. Stages of investment preparation and execution.....	61
5.2. Preparing the wind farm for sale/risk assessment in the purchase process	62
5.2.1. Seller's perspective: vendor due diligence.....	65
5.2.2. Buyer's perspective: buy-side due diligence...	65
6. Project financing	67
6.1. Project financing sources.....	67
6.2. Characteristics of liabilities.....	68
6.3. Tax shield on finance costs vs. deductible expenses.....	70
7. Projecting the revenue stream	72
7.1. The Green Certificates.....	74
7.2. Auction system.....	80
7.3. Kontrakty PPA, cPPA.....	84
7.4. Spot market and futures market.....	85
8. Potential of cPPA for new capacity development.....	91
9. Profitability of wind projects.....	96
9.1. Characteristics of investments in wind energy – about the market	96
9.2. Investment outlays	98
9.3. Financing structure	100
9.4. Revenue	101
9.5. Operating expenditures	104
9.6. Profit margins	107
9.7. Analysis of investment profitability.....	108
9.7.1. The developer perspective.....	110
9.8. M&A transactions in the onshore market in Poland	112
10. Selected tax issues	115
10.1. Property tax.....	115
10.2. Amortyzacja elektrowni wiatrowych.....	117
10.3. VAT in case of delivery with assembly from foreign businesses	118
10.4. cPPAs – VAT taxation.....	119
10.5. Excise tax in cPPAs	119
10.6. Tax risk management	120
11. Sector development outlook, including domestic supply chain development	120

4. Focus: Offshore (selected, most up-to-date issues) 121

1. Potential of offshore wind energy in Europe and Poland.....	123
2. Legal framework for offshore project development	124
2.1. General notes	124
2.2. Spatial Development Plan for Polish Maritime Areas (PZPPOM)	127
2.3. Support principles for projects in phase I and II of development.....	129

3. Przygotowanie i realizacja inwestycji	134
3.1. Pozwolenie lokalizacyjne	134
3.2. Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach inwestycji	137
3.3. Wymagane ekspertyzy techniczne	139
3.4. Pozwolenie na budowę	141
3.5. Decyzje administracyjne dla infrastruktury przesyłowej	144
4. Finansowe aspekty inwestycji w morską energetykę wiatrową w Europie	146
4.1. Nakłady inwestycyjne	146
4.2. Czynniki wpływające na przychody	149
4.3. Koszty operacyjne	152
4.4. Analiza rentowności inwestycji w MFW	153
4.5. Finansowanie projektów typu offshore	156
4.6. Wyzwania biznesowe od strony ekonomicznej	157
4.6.1. Ceny energii elektrycznej	157
4.6.2. Porty instalacyjne i eksploatacyjne	158
4.6.3. Wysoka zależność od surowców, w tym stali	159
4.6.4. Silna konkurencja w nowych obszarach rozwoju MFW na Bałtyku (druga faza)	160
4.6.5. Konieczność inwestycji w sieć elektroenergetyczną	161
5. Stan rozwoju projektów w pierwszej fazie rozwoju MEW	161
6. Obecny status postępowań o wydanie pozwoleń dla drugiej fazy rozwoju MEW	162
7. Wyzwania i perspektywy rozwoju sektora offshore w Polsce	163
8. Wybrane kwestie podatkowe w sektorze offshore	165
8.1. Podatek od nieruchomości	165
8.2. Opłata koncesyjna	165
8.3. Zakres zastosowania ustawy o VAT przy inwestycjach w morskie farmy wiatrowe	167
5. Wydarzenia sektora energetyki wiatrowej w Polsce ..	169
O autorach	173

3. Project preparatory stage and development	134
3.1 Location Permit	134
3.2. Decision on environmental conditions of the project	137
3.3. Technical expert reports required	139
3.4. Building permit	141
3.5. Administrative decisions for transmission infrastructure	144
4. Financial aspects of investing in offshore wind energy in Europe	146
4.1. Investment outlays	146
4.2. Factors affecting revenue	149
4.3. Operating costs	152
4.4. Analysis of profitability of investments in OWF	153
4.5. Financing offshore projects	156
4.6. Business challenges in economic terms	157
4.6.1. Prices of energy	157
4.6.2. Installation and operation ports	158
4.6.3. High dependence on raw materials, including steel	159
4.6.4. Strong competition in new areas of OWF development in the Baltic Sea (second phase)	160
4.6.5. Need to invest in the electricity grid	161
5. State of projects in the first phase of OWF development	161
6. Current status of permit proceedings for the second phase of OWF development	162
7. Challenges and prospects for the development of the offshore sector in Poland	160
8. Selected tax issues in the offshore sector	165
8.1. Property tax	165
8.2. Concession fee	165
8.3. Application of the VAT Act to investments in offshore wind farms	167
5. Wind energy sector events in Poland	169
About the authors	173



1

**Energetyka wiatrowa onshore w Polsce,
Europie i na arenie międzynarodowej**

**Onshore wind energy in Poland,
Europe and worldwide**

Lądowa energetyka wiatrowa niewątpliwie stanie się odpowiedzią zarówno na kryzys klimatyczny, jak i gospodarczy. Co więcej, może być głównym filarem transformacji energetycznej kraju, przed którą stoi Polska. Zadanie to nie będzie jednak proste do realizacji. Wiąże się ono bowiem z licznymi wyzwaniami dla branży energetycznej. Lądowa energetyka wiatrowa jest jednak ogromną szansą na obniżenie kosztów wytwarzania energii, a tym samym jej cen, oraz poprawę stanu środowiska poprzez redukcję emisji.

Najbardziej przejmującym skutkiem nieefektywnej gospodarki energetycznej są stale rosnące ceny energii elektrycznej. Wzrost kosztów odczuwa nie tylko przemysł, lecz także gospodarstwa domowe. Ceny energii nieprzerwanie rosną. Średnia cena kontraktów na 2022 r. osiągnęła poziom 770 PLN/MWh. Przyczyną stale rosnących kosztów jest wciąż zbyt niski udział odnawialnych źródeł energii w miksie energetycznym kraju. Polska jest bowiem nadal uzależniona od paliw kopalnych, które odpowiadają za 70–75% wytworzonej energii.

Rozwój lądowej energetyki wiatrowej oznacza przyspieszenie polskiej transformacji energetycznej i wiele korzyści dla gospodarki. Nowe farmy wiatrowe przy najlepszym scenariuszu rozwoju zagwarantują 70–133 mld PLN przyrostu PKB, 490–935 mln PLN dodatkowych wpływów do samorządów, ok. 80 mld PLN zamówień na produkty i usługi w łańcuchu dostaw oraz 51 do 97 tys. nowych miejsc pracy w perspektywie do 2030 r. Konieczne jest zatem podjęcie kroków nakierowanych na transformację energetyczną kraju, gdzie energetyka wiatrowa odgrywać będzie znaczącą rolę.

2 Konkurencyjność Polski na arenie międzynarodowej

Lądowa energetyka wiatrowa jest najtańszym źródłem energii. Cena energii elektrycznej produkowanej w elektrowniach wiatrowych jest dziś ponad trzykrotnie tańsza niż w wypadku produkcji energii w konwencjonalnych elektrowniach. Świadczą o tym m.in. wyniki aukcji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z grudnia 2021 r., gdzie cena referencyjna dla elektrowni wiatrowych wyniosła 250 PLN/MWh. Każdy dodatkowy gigawat mocy zainstalowanej w farmach wiatrowych oznacza rzeczywiste oszczędności. Według danych Agencji Rynku Energii moc zainstalowana farm wiatrowych wyniosła w ubiegłym roku 7,1 GW. W porównaniu z poprzednim rokiem zwiększyła się o 11,5%. Produkcja energii elektrycznej z energetyki wiatrowej w 2021 r. wyniosła ponad 30 TWh, zaś samej energetyki wiatrowej niemal 16,5 TWh.

Ważnym wątkiem w kontekście konkurencyjności energetycznej polskich firm jest redukcja tzw. śladu węglowego, czyli całkowitej emisji gazów cieplarnianych podczas pełnego cyklu życia produktu. Niewątpliwie poziom emisji CO₂, stanowiący wyznacznik emisyjności gazów cieplarnianych, emitowany przez lądową energetykę wiatrową

Introduction

Onshore wind energy will undoubtedly become the answer to both the climate and economic crisis. What is more, it may be the main pillar of the energy transformation that Poland is facing. However, this task will not be easy to accomplish. It involves numerous challenges for the energy sector. Nonetheless, onshore wind energy represents a great opportunity to reduce energy generation costs and, consequently, the prices, as well as to improve the condition of the environment by reducing emissions.

The most severe consequence of inefficient energy management is the ever-increasing price of energy. As energy prices continue to rise, it is not just industry that is affected but households as well. The average price of contracts for 2022 reached 770 PLN/MWh. The reason for the ever-increasing costs is the constantly too low share of renewable energy sources in the country's energy mix. Poland is still dependent on fossil fuels, which account for 70–75% of generated energy.

Development of onshore wind energy means acceleration of the Polish energy transition and many benefits for the economy. Given the best development scenario, new wind farms will guarantee PLN 70–133 billion of GDP growth, PLN 490–935 million additional revenues for self-governments, ca. PLN 80 billion in orders for products and services in the supply chain and 51,000 to 97,000 new jobs by 2030. It is therefore necessary to take steps aimed at the country's energy transformation, where wind energy will play a significant role.

Poland's competitiveness on the international arena

Onshore wind power is the cheapest source of energy. Today, the price of electricity generated in wind power plants is over three times cheaper than in the case of energy generation in conventional power plants. This is evidenced, among others, by the results of the auction held by the President of the Energy Regulatory Office (URE) in December 2021, where the reference price for wind power plants was 250 PLN/MWh. Each additional gigawatt of installed capacity in wind farms means real savings. According to the Energy Market Agency, the installed capacity of wind farms was 7.1 GW last year. Compared to the previous year, it increased by 11.5%. Electricity production from wind power in 2021 was over 30 TWh, while wind power alone was almost 16.5 TWh.

An important issue in the context of the energy competitiveness of Polish companies is the reduction of the so-called carbon footprint, i.e. total greenhouse gas emissions during the entire product life cycle. Undoubtedly, the level of CO₂ emissions, which is the determinant of greenhouse gas emission, emitted by onshore wind energy

jest najniższy spośród innych technologii wytwarzania energii. Dla onshoru wynosi on bowiem 11 g CO₂ eq/kWh, podczas gdy dla farm fotowoltaicznych sięga poziomu 48 g CO₂ eq/kWh, zaś dla elektrowni węglowych aż 820 g CO₂ eq/kWh. Wiedza na temat śladu węglowego ma korzystny wpływ nie tylko na wizerunek firm w aspekcie wpływu na środowisko, lecz także na kwestie ekonomiczne. Ze względu na stale dominujący udział energetyki konwencjonalnej w miksie energetycznym kraju oraz emisji CO₂ rozwój energetyki wiatrowej wpływa na obniżenie kosztów energii elektrycznej. Tym samym inwestycje w OZE nie tylko wpływają na zmniejszenie śladu węglowego, lecz przynoszą również realne oszczędności finansowe. Nie można także pominąć, że oprócz samego zwiększenia udziału OZE w miksie energetycznym Polski, konieczne jest zapewnienie mechanizmów gwarantujących niskie ceny energii utrzymujące długotrwałą stabilność. Doskonałym przykładem takiego mechanizmu może być możliwość zakupu energii w ramach umów korporacyjnych (tzw. corporate PPA).

3 Polska, Europa, świat

3.1. Polska

Polska, począwszy od 2016 r., mierzy się z licznymi barierami uniemożliwiającymi dynamiczny rozwój lądowej energetyki wiatrowej. Wymienić tu można choćby zasadę odległościową, zasady uzgadniania przyłączenia inwestycji do krajowego systemu elektroenergetycznego czy też kwestie oceny oddziaływania przedsięwzięć na środowisko. Nie bez znaczenia są także wszelkie zagadnienia dotyczące roli społeczności lokalnej w procedurze inwestycyjnej. Zgodnie z wiążącym dla Polski innym celem, redukcji emisji o 55% w roku 2030 względem 1990 wymagać będzie ponad 18 GW mocy z elektrowni wiatrowych na lądzie. Niestawna zasada 10H w obecnym kształcie wyklucza z inwestycji wiatrowych 99% obszaru Polski, uniemożliwiając instalację mocy na poziomie 10 GW. Liberalizacja ustawy odległościowej pozwoli uzyskać 12–13 GW mocy do 2030 r., podczas gdy łączny potencjał dla lądowej energetyki wiatrowej w Polsce wynosi ponad 44 GW¹.

Rozwojowi lądowej energetyki wiatrowej w Polsce sprzyjają także wyniki osiągnięte przez branżę w bieżącym roku. W styczniu energetyka wiatrowa zaspokoiła potrzeby energetyczne Polski na poziomie 30–35%, zaś w lutym niemal 50%. Co więcej, z analiz przeprowadzonych przez Instytut Jagielloński wynika jednoznacznie, że udział lądowej energetyki wiatrowej wpływa znacząco na obniżenie ceny za 1 MWh na Rynku Dnia Następnego. Jak wskazuje Agencja Rynku Energii, w grudniu 2021 r. powstało 5 nowych instalacji wiatrowych o łącznej mocy 151,94 MW, zaś w całym 2021 r. pojawiło się 48 nowych instalacji wiatrowych o mocy zainstalowanej 1071,75 MW.

¹ Czyżak, P., Sikorski, M., Wrona, A. (2021). *Wiatr w żagle. Zasada 10H a potencjał lądowej energetyki wiatrowej w Polsce*. In: *Strat Policy Note 01/2021*, str. 3.

is the lowest among other energy generation technologies. It is 11 g CO₂ eq/kWh for onshore wind, 48 g CO₂ eq/kWh for solar PV and 820 g CO₂ eq/kWh for coal-fired power stations. Awareness of the carbon footprint not only has a positive impact on the image of companies in terms of environmental impact, but also on economic issues. Due to the permanently dominating share of conventional energy in the country's energy mix and the increasing costs of CO₂ emissions, the development of wind energy contributes to lower electricity costs. Thus, investments in RES not only reduce the carbon footprint but also bring real financial savings. Furthermore, it cannot be overlooked that apart from increasing the share of RES in the Polish energy mix itself, it is necessary to ensure mechanisms that guarantee low energy prices maintaining long-term stability. An excellent example of such a mechanism may be the possibility to purchase energy under corporate PPAs.

Poland, Europe, worldwide

3.1. Poland

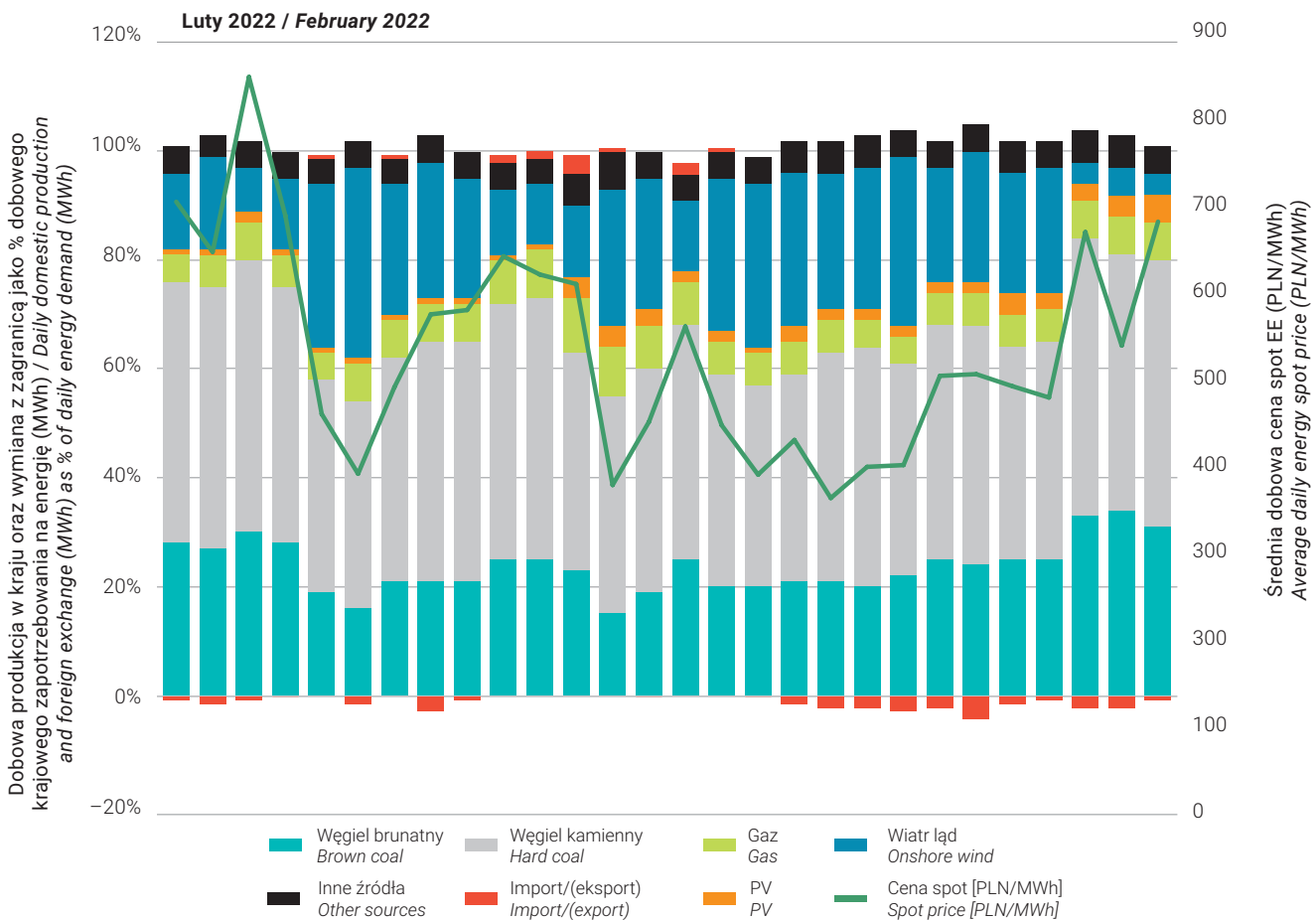
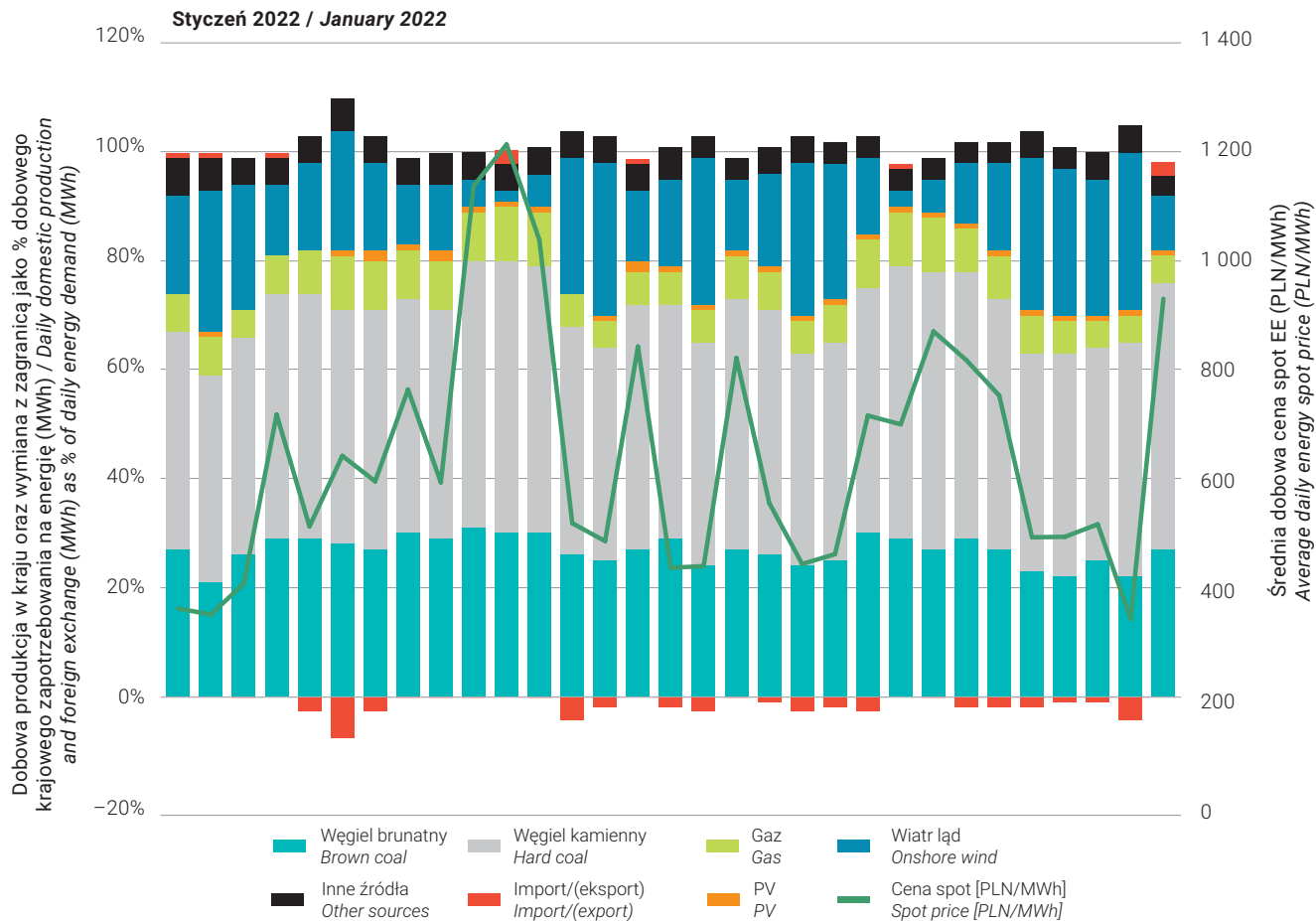
Since 2016, Poland has been facing numerous barriers preventing dynamic development of onshore wind energy. These include the distance rule, requirements concerning the connection of the project to the national power grid or environmental impact assessment. All issues regarding the role of the local community in the investment procedure are also important. According to the EU target binding for Poland to reduce emissions by 55% in 2030 compared to 1990, more than 18 GW of onshore wind power will be required. The infamous 10H rule in its current form excludes 99% of the Polish territory from wind investments, making it impossible to install 10 GW of capacity. The relaxation of the distance rule will allow for 12–13 GW of output capacity by 2030, while the total potential for onshore wind energy in Poland is over 44 GW¹.

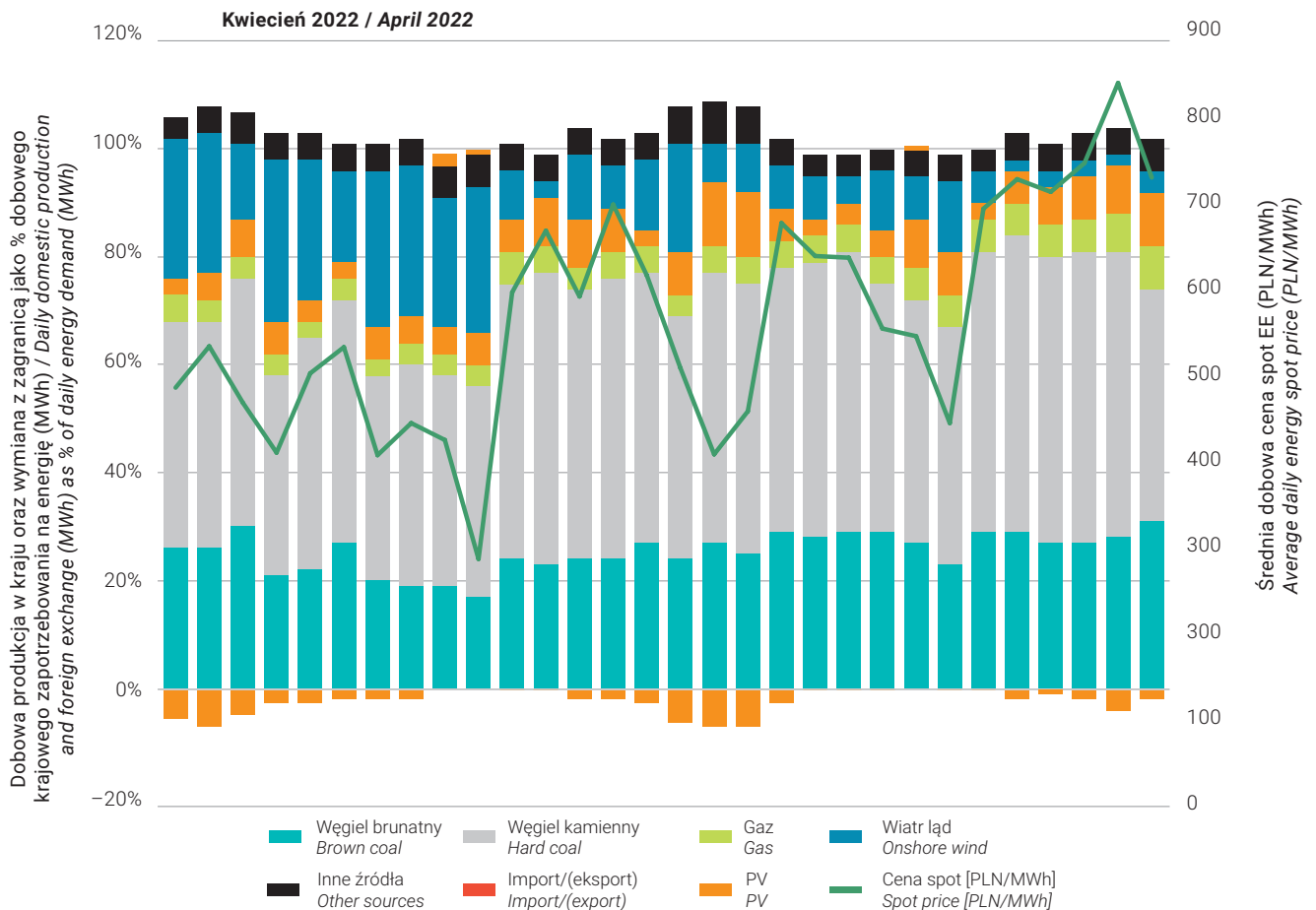
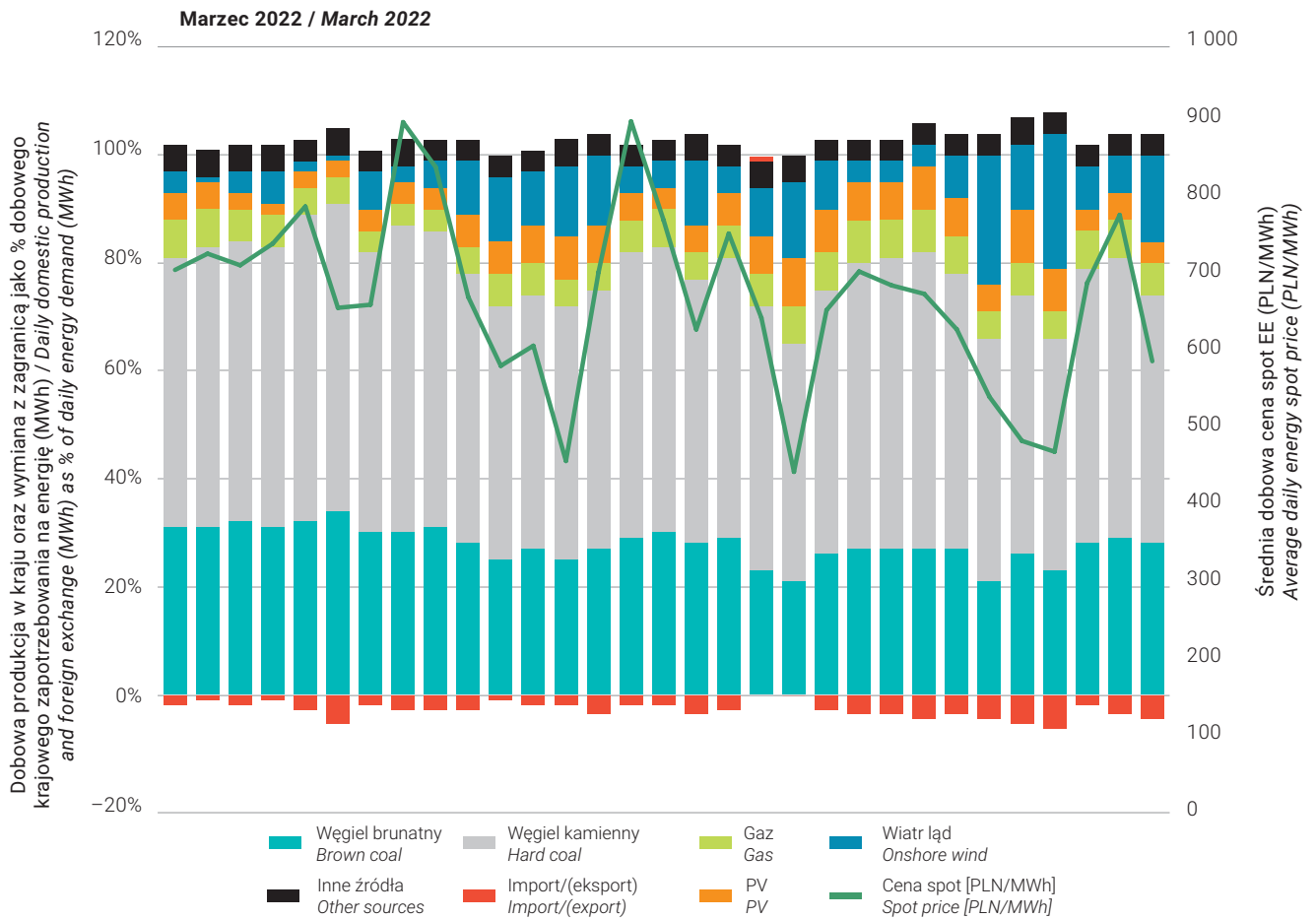
The development of onshore wind energy in Poland is also supported by the results achieved by the sector this year. In January wind power satisfied Poland's energy needs at the level of 30–35%, while in February it reached almost 50%. What is more, analyses conducted by the Jagiellonian Institute clearly show that the share of onshore wind energy significantly reduces the price per 1 MWh in the Day-Ahead Market. As indicated by the Energy Market Agency, in December 2021 there were 5 new wind installations with a total capacity of 151.94 MW, while in the entire 2021 there were 48 new wind installations with an installed capacity of 1071.75 MW.

¹ Czyżak, P., Sikorski, M., Wrona, A. (2021). *Wiatr w żagle. Zasada 10H a potencjał lądowej energetyki wiatrowej w Polsce*. In: *Strat Policy Note 01/2021*, p. 3.

Wykres 1. Korelacja struktury mixu wytwórczego oraz cen RDN w Polsce w okresie styczeń–kwiecień 2022

Chart 1. Energy generation mix against DAM prices in Poland in the period January–April 2022





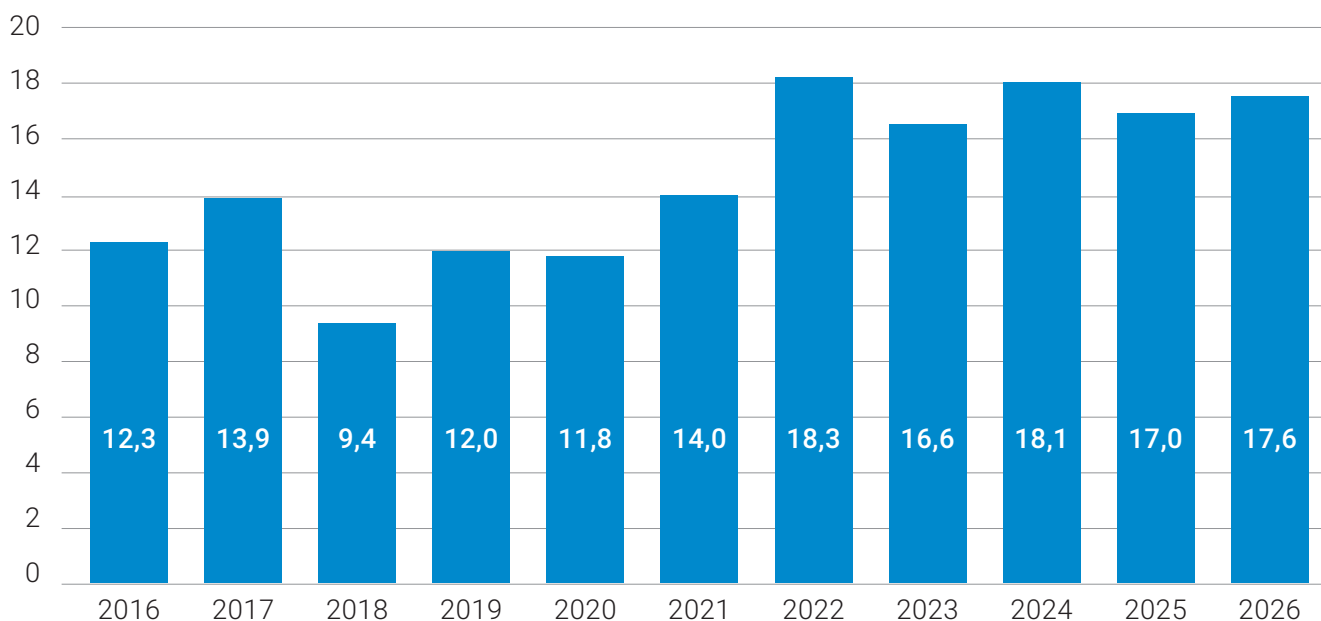
Źródło: Instytut Jagielloński

Source: Jagiellonian Institute

3.2. Europa

Europa jest światowym liderem w dziedzinie energii wiatrowej, która zasila każdego dnia miliony europejskich gospodarstw domowych i przedsiębiorstw. Mimo to w lipcu 2021 r. Komisja Europejska przedstawiła cel w zakresie energii odnawialnej na rok 2030, zakładający osiągnięcie poziomu 40%, w porównaniu z obecnymi 32%. Oznacza to, że aby osiągnąć ten ambitny cel, UE będzie musiała podwoić roczną moc instalacji wiatrowych z 15 GW do 30 GW rocznie. Zgodnie z danymi WindEurope wiatr zaspokaja obecnie 16% zapotrzebowania na energię elektryczną w Europie, a w wielu krajach znacznie więcej: Dania – 48%; Irlandia – 38%; Niemcy – 27%; Portugalia – 24%; Hiszpania – 22%. IEA przewiduje, że do 2027 r. wiatr stanie się numerem jeden wśród źródeł energii w Europie. W 2021 r. liderami w zakresie instalacji lądowych farm wiatrowych były Szwecja (2,1 GW), Niemcy (1,9 GW), Turcja (1,4 GW) i Francja (1,2 GW). Co ważne, scenariusz realistyczny opracowany przez WindEurope wskazuje, że w Europie w latach 2022–2026 zainstalowane zostanie blisko 90 GW nowych mocy w lądowej energetyce wiatrowej, czyli średnio 17,4 GW rocznie.

Wykres 2. Nowe instalacje onshore w Europie w latach 2016–2021 oraz prognozy na lata 2022–2026 [GW]



Źródło: WindEurope

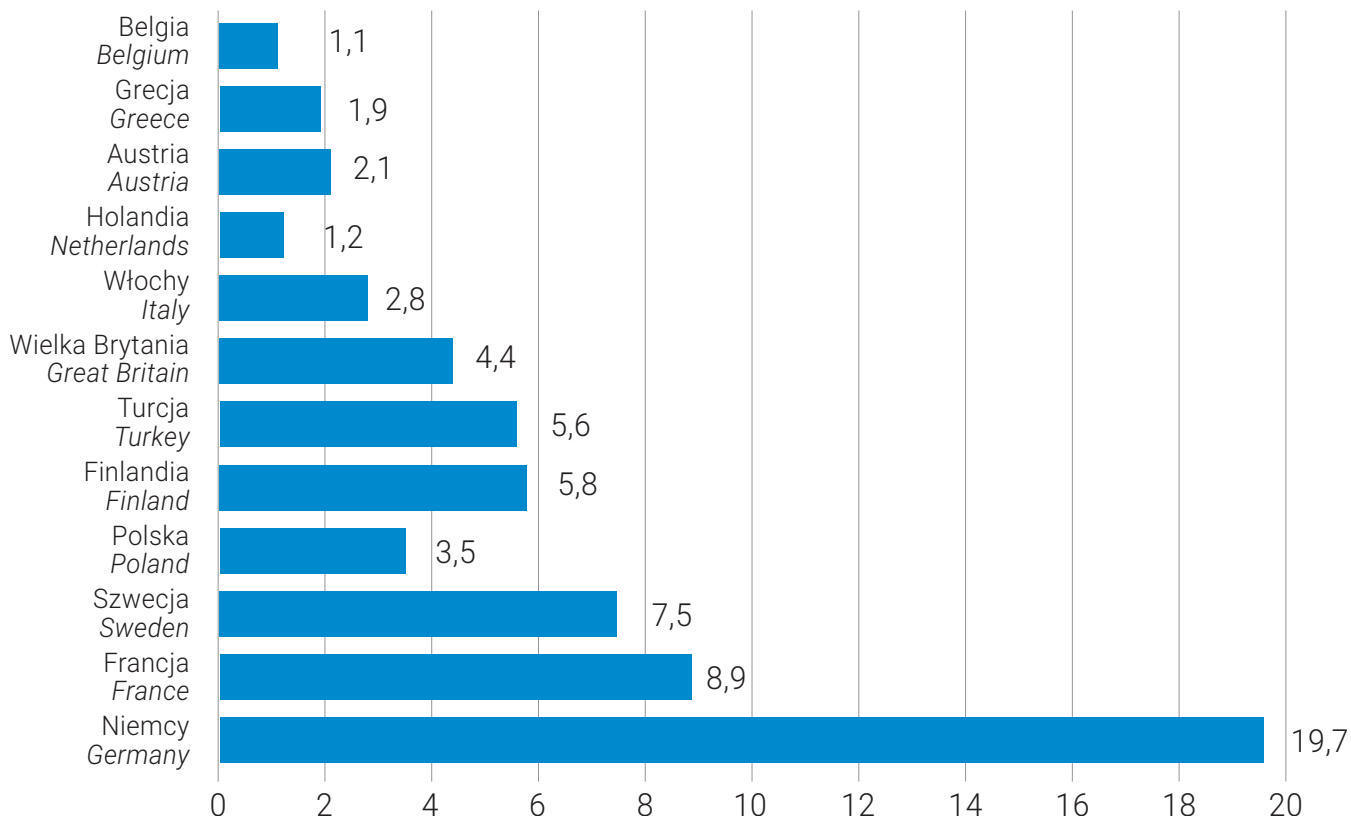
3.2. Europe

Europe is the global leader in wind energy, with millions of European households and businesses powered from that source every day. Despite that, in July 2021, the European Commission unveiled a renewable energy target for 2030 of 40%, up from 32% today. This means that the EU will need to double its annual wind capacity from 15 GW to 30 GW per year to meet this ambitious target. According to WindEurope, wind currently supplies 16% of Europe's energy needs, and in many countries much more: Denmark – 48%; Ireland – 38%; Germany – 27%; Portugal – 24%; Spain – 22%. The IEA predicts that wind will become Europe's number one energy source by 2027. In 2021, the leaders in onshore wind farm installations were Sweden (2.1 GW), Germany (1.9 GW), Turkey (1.4 GW) and France (1.2 GW). Importantly, a realistic scenario developed by WindEurope indicates that nearly 90 GW of new onshore wind capacity will be installed in Europe between 2022 and 2026, an average of 17.4 GW per year.

Chart 2. New onshore installations in Europe 2016–2021 and forecast for 2022–2026 [GW]

Source: WindEurope

Wykres 3. Nowe instalacje onshore w wybranych krajach europejskich w latach 2022–2026 [GW]



Źródło: WindEurope

Chart 3. New onshore installations in selected European countries 2022–2026 [GW]

Source: WindEurope

3.3. Świat

Lądowa energetyka wiatrowa osiągnęła w ostatnich 2 dekadach znaczną redukcję kosztów i doskonałość technologiczną, stwarzając przy tym gotową i pewną alternatywę dla paliw kopalnych. Z najnowszego raportu GWEC wynika, że rosnąca liczba krajów uznaje kluczową rolę energii wiatrowej we wspieraniu globalnego przejścia na czystą energię². Jak ostrzega GWEC, do osiągnięcia wspólnego światowego celu, jakim jest ograniczenie wzrostu temperatury do końca wieku do 1,5°C, wielkość rocznych instalacji energii wiatrowej musi zwiększyć się ok. czterokrotnie w ciągu następnej dekady. Niewątpliwie jest to ogromne wyzwanie, wymagające współpracy pomiędzy rządami, przemysłem a społeczeństwem³.

Przewiduje się, że roczne instalacje lądowych farm wiatrowych wyniosą niemal 90 GW do 2025 r., co zwiększy całkowitą wielkość nowych instalacji w latach 2021–2025 aż o 400 GW.

² Global Wind Energy Council (2022) Capturing green recovery opportunities from wind power in developing economies, str. 11

³ Ibidem, str. 10

3.3. Worldwide

Onshore wind energy has achieved significant cost reductions and technological excellence over the past 2 decades, creating a ready and reliable alternative to fossil fuels. The latest GWEC report shows that a growing number of countries recognize the key role of wind energy in supporting the global transition to clean energy.² As the GWEC warns, in order to achieve the common global goal of limiting temperature rise to 1.5°C by the end of the century, the size of annual wind energy installations would need to increase by around four times over the next decade. Undoubtedly, this is a huge challenge, requiring cooperation between governments, industry and society.³

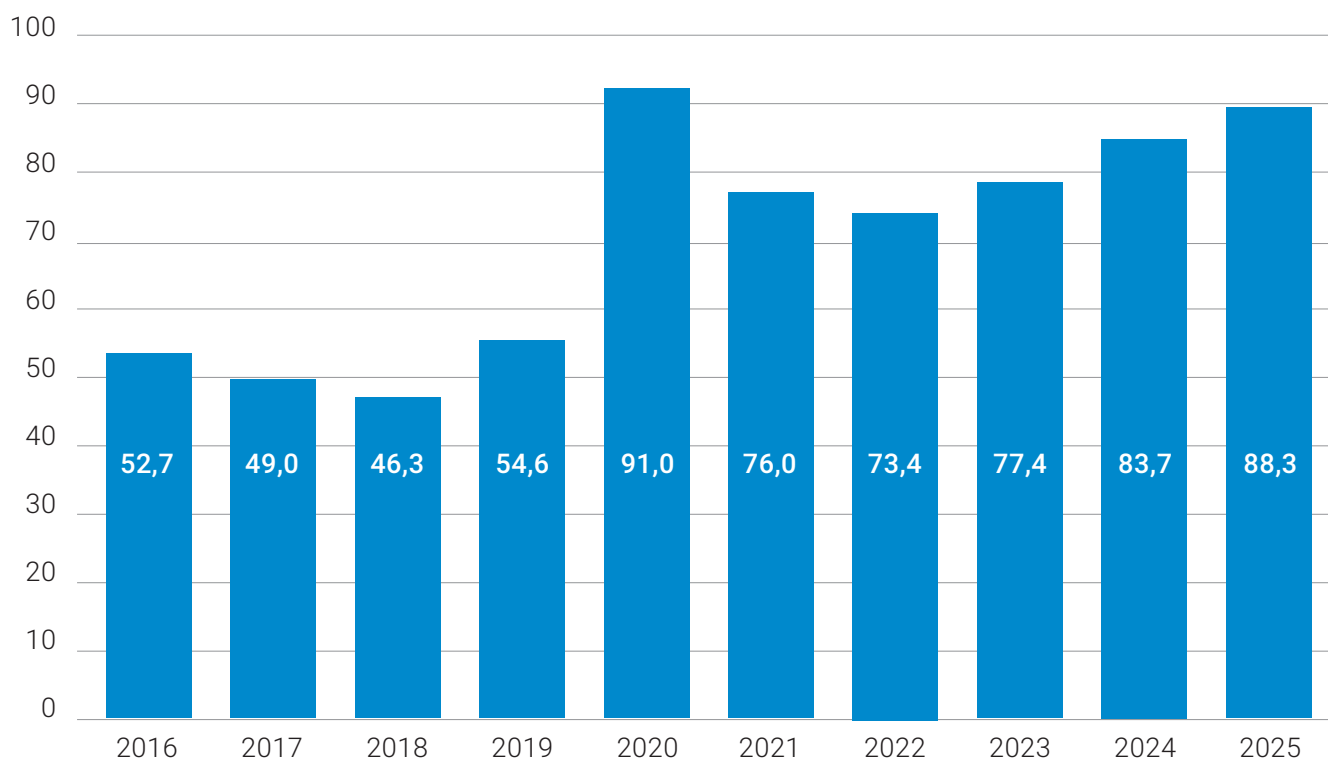
Annual onshore wind farm installations are projected to reach nearly 90 GW by 2025, increasing the total volume of new facilities between 2021 and 2025 by as much as 400 GW.

² Global Wind Energy Council (2022) Capturing green recovery opportunities from wind power in developing economies, p. 11

³ Ibidem, p. 10

Wykres 4. Nowe instalacje onshore na świecie w latach 2016–2021 oraz prognozy na lata 2022–2025 [GW]

Chart 4. New onshore installations worldwide 2016–2021 and forecasts for 2022–2025 [GW]



Źródło: GWEC, BloombergNEF

Source: GWEC, BloombergNEF

GWEC podaje ponadto, że konieczne jest przeszkolenie ponad 300 mln nowych osób do budowy, obsługi i konserwacji światowej lądowej energetyki wiatrowej, która ma zostać zainstalowana do 2025 r.

GWEC further states that more than 300 million new people will need to be trained to build, operate and maintain the world's onshore wind power to be installed by 2025.

Tabela 1. Prognozowane instalacje mocy produkcyjnych i liczba osób wymagających nowych szkoleń (stan na lata 2021–2025)

Table 1. Forecasted capacity generating installations and the number of people requiring new training (2021–2025)

Region / Region	Nowe instalacje (MW) New installations (MW)	Potrzeba szkoleniowa (liczba osób, w tys.) People in need of training (in thousands)
Europa, Afryka, Bliski Wschód Europe, Africa, Middle East	92,5	60 057
Azja (z wyłączeniem Chin) Asia (excluding China)	39,2	31 227
Ameryka Płn. (z wyłączeniem USA) i Płd. North America (excluding USA) and South America	26,8	156 60
Chiny / China	194,5	149 256
USA / US	46,0	51 624
Suma / Total	399,0	307 824

Źródło: GWEC

Source: GWEC



2

Uwarunkowania prawne

Legal framework

1 Ramy prawne rozwoju OZE

1.1. Ustawa OZE

Podstawowym aktem prawnym regulującym rozwój lądowej energetyki wiatrowej w Polsce jest ustawa z 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii⁴ (dalej jako: „Ustawa OZE”).

Ustawa ta implementuje do polskiego porządku prawnego Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE⁵.

Celami przyświecającymi wejście w życie Ustawy OZE było przede wszystkim:

- zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego i ochrony środowiska w wyniku efektywnego wykorzystywania OZE;
- racjonalne wykorzystywanie OZE, uwzględniające realizację długofalowej polityki rozwoju gospodarczego Polski, wypełnienie zobowiązań wynikających z zawartych umów międzynarodowych oraz podnoszenie innowacyjności i konkurencyjności gospodarki krajowej;
- kształtowanie mechanizmów i instrumentów wspierających wytwarzanie energii elektrycznej, ciepła lub chłodu, lub biogazu rolniczego w instalacjach OZE.

Z perspektywy lądowej energetyki wiatrowej Ustawa OZE reguluje m.in.:

- zasady i warunki wykonywania działalności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z OZE, w tym energii z wiatru;
- mechanizmy i instrumenty wspierające wytwarzanie energii elektrycznej w instalacjach OZE, w tym aukcyjny system wsparcia oraz system wsparcia w postaci świadectw pochodzenia;
- zasady wydawania gwarancji pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej w instalacjach OZE, a więc dokumentów, z których co prawda nie wynikają prawa majątkowe (jak w wypadku świadectw pochodzenia), ale które stanowią dobrowolny instrument wsparcia OZE, dzięki temu, że poświadczają odbiorcy końcowemu wartości środowiskowe wynikające z unikniętej emisji gazów cieplarnianych oraz że określona w tym dokumencie ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci została wytworzona w instalacjach OZE;
- kary pieniężne, jakie regulator rynku (Prezes Urzędu Regulacji Energetyki) może nałożyć na wytwórców energii, przy czym w rozumieniu Ustawy OZE instalacją OZE będzie np. farma wiatrowa, stanowi ona bowiem wyodrębniony zespół urządzeń służących do wytwarzania energii z OZE.

⁴ Dz.U. z 2021 r., poz. 610, tekst jednolity.

⁵ Dz.U.UE.L.2009.140.16 z późn. zm. Dyrektywa ta straci moc 1 lipca 2021 r. i zostanie wówczas zastąpiona przez Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (wersja przekształcona), Dz.U.UE.L.2018.328.82.

Legal framework for RES development

1.1. RES Act

The core legal act that regulates the development of onshore wind energy in Poland is the Act of February 20, 2015 on Renewable Energy Sources⁴ (hereinafter: the "RES Act").

The RES Act transposes into the Polish legal system the Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of April 23, 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC.⁵

The objectives behind the RES Act entering into force were primarily:

- increasing energy security and environmental protection, as a result of efficient use of renewable energy sources,
- efficient use of renewable energy sources, considering the relationship between Poland's long-term economic development policy, fulfillment of obligations under the concluded international agreements, as well as improvement of innovation and competitiveness of the national economy,
- development of mechanisms and instruments supporting generation of electricity, heat, or agricultural biogas in RES installations.

From the onshore wind energy perspective, the RES Act regulates among others:

- rules and conditions for conducting business activity in the field of electricity generation from renewable energy sources, including wind energy,
- mechanisms and instruments supporting electricity generation from renewable energy sources, including an auction support system and a support system in the form of certificates of origin,
- rules for issuing guarantees of origin for electricity generated in RES installations, i.e. documents which do not grant economic rights (as in the case of certificates of origin) but constitute a voluntary renewable energy sources support instrument, as they certify to the end user the environmental benefits resulting from avoided emissions and that the amount of electricity fed into the grid specified in such document was generated in RES installations,
- fines that can be imposed on electricity producers by the market regulator – the President of the Energy Regulatory Office (hereinafter: the "President of the URE"), within the meaning of the RES Act, a RES installation is, for instance, a wind farm, as it is an installation comprising a separate set of devices used to generate energy from renewable energy sources.

⁴ Consolidated text: Journal of Laws of 2021, item 260.

⁵ Official Journal EU.L.2009.140.16 as amended. This Directive will be binding until July 1, 2021 and will then be replaced by Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of December 11, 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast), Official Journal EU.L.2018.328.82.

Kwestie przyłączeniowe, a więc regulacje odnoszące się do przyłączania instalacji OZE do sieci energetycznej, nadal stanowią natomiast domenę ustawy z 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne⁶. Tak więc Ustawa OZE, uzupełniona o przepisy ustawy Prawo energetyczne, kształtuje łącznie ramy prawne funkcjonowania lądowej energetyki wiatrowej w Polsce.

Nie sposób nie wspomnieć o ustawie z 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych⁷, która określa warunki i tryb lokalizacji i budowy elektrowni wiatrowych. Przedmiotowa ustawa zahamowała rozwój energetyki wiatrowej na lądzie poprzez wprowadzenie reguły 10H, tj. zakazu budowy elektrowni wiatrowych w odległości mniejszej niż 10-krotność całkowitej wysokości elektrowni wiatrowych liczonej od budynków mieszkalnych, budynków o funkcji mieszanej, w skład której wchodzi funkcja mieszkaniowa, a także od form ochrony przyrody i leśnych kompleksów promocyjnych. Aktualnie trwają prace legislacyjne zmierzające do złagodzenia wymogu 10H. W maju 2021 r. przeprowadzono konsultacje publiczne projektu zmiany ww. ustawy (projekt z 27 kwietnia 2021 r., wpisany do wykazu prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów, nr z wykazu UD207). Na moment publikacji tego opracowania nie został jednak jeszcze przedmiotowy projekt ustawy skierowany do Sejmu.

1.2. Ogólne zasady wsparcia w systemie aukcyjnym

System aukcyjny jest obecnie podstawowym mechanizmem wsparcia instalacji OZE. Miał on w założeniu zastąpić system świadectw pochodzenia, a to w wyniku przyjęcia zasady, że instalacje OZE, w których pierwsze wytworzenie energii elektrycznej nastąpiło (lub ma nastąpić) po 1 lipca 2016 r., mogą skorzystać wyłącznie z systemu aukcyjnego. Jego wprowadzenie w Polsce poprzedziła pozytywna decyzja Komisji Europejskiej z 13 grudnia 2017 r., uznająca tę formę pomocy publicznej za zgodną z rynkiem wewnętrznym⁸.

System ten dedykowany jest dla instalacji OZE, a poziom wsparcia określany jest w drodze konkurencyjnego procesu aukcyjnego, w którym pomoc przyznawana jest w formie zmiennej premii do ceny rynkowej opartej na kontrakcie różnicowym na określony okres wsparcia.

Główną zaletą systemu aukcyjnego jest jego stabilność oraz przewidywalność, co znacznie ułatwia inwestorom uzyskanie zewnętrznego finansowania na rozwój elektrowni wiatrowej. Stabilność wiąże się z określonym z góry okresem wsparcia, który nie może być dłuższy niż 15 lat od dnia sprzedaży po raz pierwszy energii elektrycznej po dniu zamknięcia sesji aukcji (dotychczas okres ten zawsze wynosił 15 lat). Przewidywalność wiąże się natomiast po pierwsze – z ceną sprzedaży energii, która obowiązuje

⁶ Dz.U. z 2021 r., poz. 716, tekst jednolity.

⁷ Dz.U. z 2021 r., poz. 724, tekst jednolity.

⁸ Decyzja Komisji Europejskiej nr SA.43697, sprawa nr 2015/N.

Connection issues, i.e. regulations relating to the connection of RES installations to the power grid, are still governed by the Act of 10 April 1997 on Energy Law⁶ (hereinafter: the "Energy Law"). Therefore, it is the RES Act supplemented with provisions of the Energy Law, that jointly shape the legal framework for onshore wind energy in Poland.

It is impossible not to mention the Act of May 20, 2016 on investments in wind power plants⁷, which sets forth conditions and procedures for the location and construction of wind power plants. The act in question has impeded the development of onshore wind energy by introducing the 10H rule, which prohibits the construction of wind turbines at a distance of less than 10 times the total height of wind turbines from residential buildings, mixed-use buildings including a residential function, as well as forms of nature conservation and forest promotion complexes. Legislation is currently pending to relax the 10H requirement. In May 2021, a public consultation was held on a draft amendment to the above-mentioned Act (draft dated April 27, 2021, included in the list of legislative and program work of the Council of Ministers, no. on the list of works: UD207). However, at the time of publication of this study, the draft in question had not yet been referred to the Sejm.

1.2. General principles of support under the auction system

The auction system is currently the basic support mechanism for RES installations. It was intended to replace the system of certificates of origin, hence as a rule all RES installations in which the first generation of electricity took place (or is to take place) after July 1, 2016 can only benefit from the auction system. Its establishment in Poland was preceded by a positive decision of the European Commission of December 13, 2017 recognizing auction system as a form of state aid compatible with the internal market.⁸

Auction system is dedicated to RES installations, the level of support is determined through a competitive auction process, in which the aid is granted in the form of a variable premium to the market price based on a contract for difference (hereinafter: the "CfD") for a specific period of support.

The main advantage of the auction system is its stability and predictability, which makes it much easier for investors to obtain external financing for wind farm development. Stability is associated with the predetermined support period, which cannot be longer than 15 years from the date of first sale of electricity after the auction closing date (so far, the period has always been 15 years). Predictability is related, firstly, to the sale price of electricity, which is binding for the entire period of support, derived from the winning auction

⁶ Consolidated text: Journal of Laws of 2021, item 716.

⁷ Consolidated text: Journal of Laws of 2021, item 724.

⁸ European Commission Decision no. SA.43697, case no. 2015/N.

w całym okresie wsparcia i wywodzi się z oferty wygrywającej aukcję, a następnie jest corocznie waloryzowana wskaźnikiem inflacji, a po drugie – z łączną ilością energii elektrycznej, która ma zostać sprzedana w ramach systemu aukcyjnego, którą również podaje się w ofercie.

Ustawą z 17 września 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw⁹ („Nowelizacja Ustawy o OZE”) przedłużono obowiązywanie systemu wsparcia do 30 czerwca 2047 r. Oznacza to zatem, że aukcje będą mogły być przeprowadzane do 31 grudnia 2027 r. Powyższe zostało zaakceptowane decyzją Komisji Europejskiej z 30 listopada 2021 r.¹⁰

Zmieniono również zasady dotyczące określania maksymalnych ilości i wartości energii elektrycznej z OZE.

Dotychczas maksymalna ilość i wartość energii elektrycznej, jaka może być sprzedana w drodze aukcji w danym roku kalendarzowym, była ustalana przez Radę Ministrów w drodze rozporządzenia, wydawanego do 31 października każdego roku. Zgodnie z art. 184h dodanym do Ustawy o OZE Nowelizacją Ustawy o OZE, Rada Ministrów określi w rozporządzeniu maksymalne ilości i wartości energii elektrycznej, jaka może być sprzedana w drodze aukcji od razu na następujące po sobie lata kalendarzowe 2002–2027, nie będzie wydawała przedmiotowego rozporządzenia dla każdego roku z osobna. Nowelizacja Ustawy o OZE zapewnia również gwarancję wsparcia poprzez ograniczenie możliwości zmian wolumenów energii elektrycznej określonej na poszczególne lata kalendarzowe. Rada Ministrów ma kompetencje co do zmiany ww. wolumenów wyłącznie poprzez zwiększenie przewidzianej ilości i wartości energii. Przy określaniu ww. parametrów Rada Ministrów bierze pod uwagę m.in. politykę energetyczną państwa, bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, potrzebę ochrony środowiska naturalnego, cele gospodarcze i społeczne, w tym udział wykorzystywanych technologii do wytwarzania energii lub paliw z odnawialnych źródeł energii w tworzeniu nowych miejsc pracy oraz potrzebę efektywnego wykorzystania energii pierwotnej uzyskanej w wyniku jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej, ciepła, chłodu lub paliw pochodzących ze źródeł odnawialnych.

1.3. System świadectw pochodzenia

System tzw. zielonych certyfikatów funkcjonuje w Polsce od 1 października 2005 r. Początkowo był on uregulowany w ustawie Prawo energetyczne, a po wejściu w życie Ustawy OZE to tam przeniesiono odpowiednie regulacje.

Po przyjęciu systemu aukcyjnego jako podstawowego modelu wsparcia system świadectw pochodzenia co prawda został utrzymany, ale jest stopniowo wygaszany (brak możliwości wejścia do tego systemu nowych instalacji i stopniowe wychodzenie z niego instalacji po zakończeniu 15-letniego

⁹ Dz.U. 2021, poz. 1873.

¹⁰ Decyzja Komisji Europejskiej nr SA.64713, C 511/1.

bid and indexed annually for the inflation rate, and secondly, related to the total amount of electricity to be sold under the auction system, which is also specified in the winning auction bid.

By means of the Act of September 17, 2021 amending the Act on renewable energy sources and certain other acts⁹ (“Amendment to the RES Act”) the duration of the support scheme has been extended until June 30, 2047. This means that auctions can be held until December 31, 2027. The above was accepted by the decision of the European Commission of November 30, 2021.¹⁰

The rules regarding the determination of the maximum amount and value of energy from RES have also been changed.

Until now, the maximum amount and value of energy which may be sold by auction in a given calendar year has been determined by the Council of Ministers by way of an ordinance issued by October 31 of each year. Pursuant to Article 184h of the RES Act as amended, the Council of Ministers will determine, by means of an ordinance, the maximum amount and value of electricity that may be auctioned off immediately for consecutive calendar years 2002–2027, rather than issuing the ordinance separately for each year. The amended RES Act also provides for a guarantee of support by limiting the possibility of changes in the volumes of electricity set for each calendar year. The Council of Ministers has the authority to change the above-mentioned volumes only by increasing the planned amount and value of energy. When defining the aforementioned parameters, the Council of Ministers shall take into account, i.a., the national energy policy, operational security of the power system, the need to protect the natural environment, economic and social objectives, including the share of technologies used for the generation of energy or fuels from renewable energy sources in the creation of new jobs, and the need for efficient use of primary energy obtained as a result of simultaneous generation of electricity, heat, cold or fuels from renewable sources.

1.3. System of certificates of origin

The so-called “green certificate system” has been in operation in Poland since October 1, 2005. Initially, it was regulated by the Energy Law and after the RES Act entered into force the relevant regulations were transferred there.

After the auction system was established as the basic support model, the certificates of origin system had been maintained, but it is gradually being phased out (new installations may not enter this system and existing installations are gradually exiting it as the 15-year support period ends). This

⁹ Journal of Laws of 2021, item 1873.

¹⁰ European Commission Decision no SA.64713, C 511/1.

Zauważalny w ostatnich latach trend wyhamowania rozwoju lądowej energetyki wiatrowej odzwierciedlają wyniki rozstrzygniętych dotychczas aukcji na sprzedaż energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. W rezultacie aukcji przeprowadzonych w roku ubiegłym nie mamy już do czynienia z aktywizacją dużych farm wiatrowych w systemie, jak miało to miejsce w roku 2019, czy równoważeniem udziału mocy projektów pomiędzy wiatrem a fotowoltaiką, zauważalnym jeszcze w roku 2020, ale z niespotykaną ekspansją i po raz pierwszy znaczną dominacją projektów PV nad wiatrem w strukturze mocy koszyka aukcyjnego. Tendencja ta jest wynikiem tzw. ustawy odległościowej, obecnie najważniejszej bariery, w której odblokowaniu należy upatrywać szans powrotu projektów wiatrowych na ścieżkę rozwoju.



Katarzyna Szwed-Lipińska

**Dyrektor Departamentu Źródeł Odnawialnych
Urzędu Regulacji Energetyki**

**Director of the Renewable Energy Department
of the Energy Regulatory Office (URE)**

Mimo że obecnie procedowany projekt nowelizacji ustawy o odnawialnych źródłach energii należy ocenić pozytywnie, jako projekt stwarzający szanse dalszego rozwoju branży OZE, a nadto projekt kompatybilny z polityką UE, nie można nie zauważyć, że projektowane przepisy dla technologii wiatru na lądzie w zasadzie nie wprowadzą żadnych odczuwalnych zmian. Przygotowywane zmiany regulacyjne przyczynią się w dużej mierze do stymulowania procesów modernizacji instalacji, a także umożliwią wspieranie wytwarzania energii elektrycznej po wyczerpaniu dotychczas przyznanego wsparcia, nie mniej na ten moment nie obejmują one swym zakresem instalacji wykorzystujących energię wiatru na lądzie. Równolegle, jako odpowiedź na postulaty sektora dyskutuje się rozwiązania mające na celu dopuszczenie możliwości współdzielenia infrastruktury energetycznej, tzw. cable pooling, które poprzez adekwatny dobór technologii pozwolą odpowiednio skorelować wytwarzanie energii z poszczególnych instalacji. Tego rodzaju rozwiązania posłużą przede wszystkim wygładzeniu profilu produkcji, w tym podniesieniu efektywności wykorzystania istniejącej infrastruktury sieciowej. Realizację projektów w formule cable pooling, wobec coraz częściej wybrzmiewającego problemu rosnących ograniczeń związanych z przyłączaniem instalacji do sieci, należy postrzegać jako rozwiązanie kompromisowe, służące wspieraniu realizacji potrzeb inwestycyjnych przy jednoczesnym wykorzystaniu mocy przyłączeniowej w możliwie największym stopniu.

Oczekiwany wzrost wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych w Polsce nie będzie realny bez umożliwienia modernizacji istniejących, ale przede wszystkim bez odblokowania rozwoju nowych elektrowni wiatrowych na lądzie. Istotne znaczenie będą również miały dostępne mechanizmy wsparcia, które winny elastycznie reagować na zachodzące zmiany rynkowe, odpowiadać na potrzeby sektora i co istotne, stwarzać realne zachęty dla inwestorów. Uwzględniając aktualne otoczenie prawne wydaje się, że w najbliższych latach wiodącym instrumentem wymiennie przekładającym się na rozwój branży, jest promowanie wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych.

Pierwsza faza wsparcia tego rodzaju projektów objęła instalacje o łącznej mocy niepełna 6 GW. Niewątpliwie rozwój przedsięwzięć z tego obszaru, w tym także poprzez uruchomienie dedykowanych im aukcji (tzw. II faza), znacząco przemodeluje strukturę wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych, otwierając jednocześnie możliwości wykorzystania krajowego potencjału w łańcuchu dostaw i usług, co wobec bieżących warunkowań o charakterze nie tylko gospodarczym, ale także geopolitycznym, nabiera szczególnego znaczenia.

The trend of slowing down of onshore wind energy development observed in recent years is reflected in the results of the auctions for the sale of electricity from renewable sources completed so far. As a result of last year's auctions, we no longer see an activation of large wind farms in the system, as was the case in 2019, or a balancing of the share of project capacity between wind and PV, still observable in 2020, but rather an unprecedented expansion and, for the first time, a significant dominance of PV projects over wind in the capacity structure of the auction basket. This trend is a result of the so-called distance law, currently the most important barrier, the unblocking of which should be seen as a chance for wind projects to return to the path of development.

Although the current draft of the amendment to the Act on Renewable Energy Sources should be viewed positively as a project that creates opportunities for further development of the RES industry and is compatible with the EU policy, it cannot be overlooked that the proposed regulations for onshore wind technology will not actually introduce any noticeable changes. The upcoming regulatory changes will largely stimulate installation modernization processes and will also enable support for power generation after the previously granted aid has been exhausted; however, at the moment they do not apply to onshore wind energy installations. At the same time, in response to the sector's demands, solutions are being discussed to allow the possibility of sharing energy infrastructure, the so-called cable pooling, which through an appropriate selection of technologies will allow for proper correlation of energy production from individual installations. Such solutions will primarily serve to smooth out the generation profile, including increasing the efficiency of using the existing network infrastructure. In the face of the growing problem of increasing limitations related to the connection of installations to the grid, the implementation of projects in the cable pooling formula should be seen as a compromise solution to support the investment needs while utilizing the connection capacity to the greatest extent possible.

The expected increase in the use of energy from renewable sources in Poland will not be feasible without enabling the modernization of existing, but most importantly, unlocking the development of new onshore wind farms. Also of importance will be the available support mechanisms, which should flexibly react to market changes, respond to the sector's needs and, what is essential, create real incentives for investors. Taking into account the current legal environment, it seems that in the coming years the promotion of power generation in offshore wind farms will be a leading instrument, which will have a tangible impact on the development of the industry.

The first phase of support for such projects covered installations with a total capacity of less than 6 GW. Undoubtedly, the development of projects in this area, including through the launch of dedicated auctions (the so-called phase 2), will significantly remodel the structure of energy generation from renewable sources, while opening up opportunities for the use of domestic potential in the supply and service chain, which in view of the current conditions of not only economic but also geopolitical nature gains particular importance.

okresu wsparcia). Mogą z niego bowiem korzystać wyłącznie te instalacje OZE, w których energia elektryczna została wytworzona po raz pierwszy przed 1 lipca 2016 r. Warto dodać, że instalacje, które dotychczas były objęte systemem świadectw pochodzenia, mogą przejść do systemu aukcyjnego. Jeśli wygrają aukcje dedykowane dla instalacji istniejących, pomoc w ramach systemu świadectw pochodzenia dobiega końca.

Ustawa OZE przewiduje, że wsparcie w postaci świadectw pochodzenia przysługuje przez okres kolejnych 15 lat, nie dłużej jednak niż do 31 grudnia 2035 r., przy czym okres ten liczy się od dnia wytworzenia energii po raz pierwszy.

Jest to tzw. ilościowy mechanizm wsparcia produkcji energii elektrycznej z OZE, a więc taki, który zakłada, że wytwórcy energii OZE otrzymują stosowne świadectwa (nazywane zielonymi certyfikatami) za każdą 1 MWh wyprodukowanej i wprowadzonej do sieci energii elektrycznej. Certyfikaty te wydaje Prezes Urzędu Regulacji Energetyki na wniosek wytwórcy. Następnie świadectwa pochodzenia mogą zostać zarejestrowane w dedykowanym im rejestrze prowadzonym przez Towarową Giełdę Energii. Świadectwa pochodzenia, a właściwie prawa majątkowe z nich wynikające, stają się wówczas przedmiotem obrotu na giełdzie towarowej bądź też mogą być sprzedawane w ramach transakcji bezpośrednich. Istotną różnicą w stosunku do systemu aukcyjnego jest jednak to, że co do zasady wysokość wsparcia (w postaci cen zielonych certyfikatów) jest taka sama dla wszystkich wytwórców energii z OZE, niezależnie od typu źródła i wielkości instalacji oraz nie jest ona z góry znana – ceny praw majątkowych wynikających z zielonych certyfikatów zmieniają się w czasie.

Popyt jest z kolei zagwarantowany przez ustawy obowiązek (spoczywający głównie na przedsiębiorstwach energetycznych, które sprzedają energię elektryczną odbiorcom końcowym) nabycia i przedstawienia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do umorzenia określonej ilości zielonych certyfikatów. W przeciwnym razie, a więc braku dokonania ich zakupu w narzuconej wysokości, dany podmiot musi zapłacić tzw. opłatę zastępczą lub karę administracyjną. Sprzedaż świadectw pochodzenia jest więc dodatkowym, w stosunku do ceny sprzedaży energii elektrycznej, źródłem dochodu dla wytwórcy energii elektrycznej z instalacji OZE.

1.4. System aukcyjny

W uzupełnieniu informacji przedstawionych w punkcie II.1.2. tego opracowania warto dodać, że każdego roku aukcje przeprowadzane są co najmniej jednokrotnie, odrębnie dla określonych w Ustawie OZE tzw. koszyków aukcyjnych, obejmujących dany typ i wielkość instalacji OZE. Z perspektywy lądowej energetyki wiatrowej ważne są 2 z nich, a mianowicie:

- obejmujące instalacje wykorzystujące do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru na lądzie lub energię

is because it can only be used by those RES installations in which electricity was first generated before July 1, 2016. It is worth mentioning that the installations, which have been so far covered by the system of certificates of origin, may switch to the auction system. If these installations win the dedicated auction, the support under the certificate of origin comes to an end.

The RES Act provides that the support in the form of certificates of origin is granted for the period of 15 consecutive years, however, not longer than until December 31, 2035. This period is counted from the day the energy was generated for the first time in a given RES installation.

It is the so-called quantitative mechanism of support of electricity production from renewable energy sources. This mechanism assumes that the RES energy producers receive appropriate certificates (called green certificates) for each 1 MWh of electricity produced and fed into the grid. The certificates are issued by the President of the URE, upon application of the producer. The certificates of origin may then be registered in a dedicated register maintained by the Polish Power Exchange. The certificates of origin, or more precisely, the economic rights arising from them, are then traded on the commodity exchange or can be sold in direct transactions. However, a significant difference compared to the auction system is that, in principle, the amount of support (i.e. prices for green certificates) is the same for all RES energy producers, regardless of the type of energy source and size of the installation and it is not known in advance – prices of green certificates change in time.

The demand, in turn, is guaranteed by the statutory obligation (imposed mainly on energy companies that sell electricity to end users) to purchase and present a certain number of green certificates to the President of the URE for annulment. Otherwise, in case of failure to purchase them in the imposed number, an entity is required to pay a so-called substitution fee or a fine. Sale of the certificates of origin is an additional – in relation to predetermined minimum electricity sale price – source of income for the RES producer.

1.4. Auction system

In addition to the information presented in point II.1.2. of this report, it is worth adding that each year auctions are held at least once, separately for the so-called auction baskets, defined in the RES Act, which cover particular type and size of RES installations. From the perspective of onshore wind energy, two of them are important, that is:

- basket covering installations using onshore wind or solar energy for electricity generation with a total installed electrical capacity not exceeding 1 MW, and

słoneczną o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, oraz

- obejmujące instalacje wykorzystujące do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru na lądzie lub energię słoneczną o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW.

W praktyce oznacza to, że w ramach danej aukcji inwestycje elektrowni wiatrowych konkurują z instalacjami fotowoltaicznymi, zarówno w koszyku do 1 MW, jak i powyżej 1 MW.

Do aukcji mogą przystąpić wytwórcy, którzy posiadają ważne zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji wydane przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki oraz ustanowią gwarancję bankową bądź wpłacą kaucję w wysokości 60 PLN za 1 kW mocy zainstalowanej projektowanej instalacji OZE. Kaucja bądź gwarancja podlega następnie zwrotowi w terminie 14 dni po zamknięciu sesji aukcji, jeśli dana oferta nie wygrała aukcji, bądź – w przypadku wygrania aukcji – po terminowym wywiązaniu się przez wytwórcę z obowiązku pierwszej sprzedaży energii wytworzonej w danej instalacji w ramach systemu aukcyjnego.

Uzyskanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji poprzedza procedura prekwalfikacji, którą przeprowadza Prezes Urzędu Regulacji Energetyki. Polega ona na weryfikacji, czy instalacja, która zamierza wziąć udział w aukcji, jest gotowa do realizacji. Gotowość do realizacji warunkowana jest:

- posiadaniem warunków przyłączenia do sieci lub zawarciem umowy o przyłączenie,
- posiadaniem ostatecznej i prawomocnej decyzji o pozwoleniu na budowę (ważnej jeszcze co najmniej przez 6 miesięcy),
- dodatkowo wytwórca powinien dołączyć schemat instalacji ze wskazaniem urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej oraz urządzeń służących do wyprzewadzenia mocy oraz harmonogram rzeczowo-finansowy jej realizacji.

Termin aukcji powinien być ogłoszony przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nie później niż 30 dni przed jej rozpoczęciem. Ogłoszenie zawiera nie tylko termin, ale także wskazuje na maksymalną ilość i wartość energii elektrycznej, jaka może zostać sprzedana w danej aukcji. Jest to istotna informacja dla wytwórcy, który zamierza wziąć udział w aukcji. Oferta aukcyjna powinna bowiem, obok danych podmiotu ją składającego, zawierać m.in. oznaczenie instalacji (w tym rodzaj i zainstalowaną moc elektryczną), łączną ilość energii elektrycznej wyrażoną w MWh oraz cenę, wyrażoną w PLN, za jaką oferent zobowiązuje się sprzedać tę energię w ramach systemu aukcyjnego, w okresie wskazanym w ofercie. Cena wskazana w ofercie nie powinna przekraczać ceny referencyjnej, którą z kolei określa minister właściwy do spraw klimatu w drodze rozporządzenia. Cena referencyjna określana jest corocznie dla poszczególnych technologii (i zakresów mocowych) i musi brać pod uwagę m.in. nakłady inwestycyjne potrzebne dla rozwoju i budowy danych instalacji oraz ich koszty operacyjne.

- basket covering installations using onshore wind or solar energy for electricity generation with a total installed electrical capacity of more than 1 MW.

In practice this means that within a given auction, wind farm projects compete with photovoltaic installations, both in the basket up to 1 MW and above 1 MW.

In order to participate in an auction, the producer should hold a valid certificate of admission to the auction issued by the President of the URE and establish a bank guarantee or pay a deposit in amount of PLN 60 per 1 kW of installed capacity of the planned RES installation. The deposit or guarantee is reimbursed within 14 days after the closing of the auction session – if the bid did not win the auction, or in case of winning the auction – after the timely fulfillment by the producer of the obligation of first sale of energy produced in a particular installation under the auction system.

Obtaining a certificate of admission to the auction is preceded by a pre-qualification procedure carried out by the President of the URE. This procedure involves verification whether the installation which intends to participate in the auction is ready for implementation. The readiness for implementation depends on:

- holding grid connection conditions or grid connection agreement,
- issuance of a final building permit (valid for at least 6 months),
- the producer should additionally attach installation diagram indicating the devices used for generation of electricity and for power evacuation, as well as a material and financial schedule for its implementation.

The auction date should be announced by the President of the URE no later than 30 days before its date. The announcement includes not only the date but also maximum amount and value of electricity that can be sold at given auction. It is an important information for the producer, which intends to take part in the auction. The auction bid should contain i.a. details of the participating entity, identification of the installation (including type and installed electric capacity), total amount of electricity (in MWh) and the price (in PLN), for which the bidder undertakes to sell the electricity under the auction system during the period indicated in the bid. The price indicated in the auction bid should not exceed the reference price, regulated in an ordinance of minister responsible for climate issues. The reference price shall be determined annually for the individual technology (and capacity range) and shall consider, among others, the investment expenditures required for the development and construction of given installations and their operating costs.

Aukcję prowadzi się w postaci elektronicznej za pośrednictwem Internetowej Platformy Aukcyjnej. Platforma ta służy też do składania ofert przez wytwórców. Aukcję wygrywają wytwórcy, którzy zaoferowali najniższą cenę, oraz których oferty łącznie nie przekroczyły 100% wartości lub ilości energii elektrycznej określonej w ogłoszeniu o aukcji i 80% ilości energii elektrycznej objętej wszystkimi ofertami. Jeżeli kilku wytwórców zaoferowało tę samą cenę sprzedaży, a ilość deklarowanej do wyprodukowania energii elektrycznej przekracza wolumen, o którym mowa w ogłoszeniu o aukcji, decyduje kolejność złożonych ofert.

Wyniki aukcji Prezes Urzędu Regulacji Energetyki podaje do publicznej wiadomości w terminie 21 dni od zamknięcia aukcji. Wygrana aukcja gwarantuje wytwórcy prawo do wsparcia przez okres 15 lat od dnia pierwszej sprzedaży energii elektrycznej po zamknięciu danej aukcji, jednakże nie dłużej niż do 30 czerwca 2047 r.

Wsparcie polega na zagwarantowaniu wytwórcy stałej ceny sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w danej instalacji. Mechanizm ten polega na tym, że wytwórca sprzedaje energię na rynku energii za cenę rynkową, a następnie może wystąpić o wyrównanie do ceny przyjętej w zwycięskiej ofercie aukcyjnej – jeżeli cena rynkowa jest niższa niż oferta aukcyjna, lub zwraca różnicę, jeżeli cena rynkowa jest wyższa niż oferta aukcyjna (model tzw. kontraktu różnicowego). Chodzi więc o tzw. prawo do pokrycia ujemnego salda. Ujemne saldo oblicza się na podstawie różnicy między wartością netto sprzedaży energii elektrycznej w danym miesiącu, przy przyjęciu cen na Towarowej Giełdzie Energii, a wartością tej energii ustalonej na podstawie ceny zawartej w ofercie wytwórcy, która wygrała aukcję, z uwzględnieniem waloryzacji o wskaźnik inflacji. Ujemne saldo jest wypłacane wytwórcy przez operatora rozliczeń w terminie 30 dni od otrzymania stosownego wniosku.

Jeśli z kolei ceny energii elektrycznej na Towarowej Giełdzie Energii będą wyższe niż cena przyjęta w zwycięskiej ofercie aukcyjnej (z uwzględnieniem waloryzacji), wówczas mamy do czynienia z tzw. dodatnim saldem. Dodatnie saldo wykorzystywane jest do bieżącego rozliczania (pokrywania) ujemnego salda. Jeśli jednak na koniec okresu wsparcia wciąż zostanie nadwyżka, wytwórca ma obowiązek dokonać jej zwrotu na rzecz operatora rozliczeń w 6 równych ratach po upływie okresu wsparcia.

Nowelizacja Ustawy o OZE dokonuje jednakże zmian w sposobie rozliczenia dodatniego salda poprzez skrócenie ostatecznego okresu rozliczenia z dotychczasowego upływu okresu wsparcia do 3 lat. Tym samym rozliczenie dodatniego salda będzie się odbywało na zakończenie każdego trzyletniego okresu rozliczeniowego. Przy czym zmiana ta dotyczy zarówno tych wytwórców, którzy już wygrali aukcję (ze stosownym okresem przejściowym), jak i odnosi się do aukcji przyszłych. Powyższe zasady dotyczące sposobu rozliczenia dodatniego salda zaczną w pełni obowiązywać od 15 października 2022 r., a ich skutki w największym stopniu dotkną tych wytwórców, których oferty aukcyjne

The auction shall be conducted in electronic form via an Online Auction Platform. This platform is also used for submissions of bids by producers. The auction is won by the producers which have offered the lowest price and whose bids together do not exceed 100% of the value or quantity of electricity specified in an auction notice and 80% of the amount of electricity covered by all bids. If several producers have offered the same sale price and the amount of electricity declared to be produced exceeds the volume specified in the auction notice, the order of submitted offers is decisive.

The results of the auction are announced by the President of the the URE within 21 days after closing of the auction. Winning the auction guarantees the producer the right to support for the period of 15 years from the date of the first sale of electricity after closing the auction, however no longer than until June 30, 2047.

Auction support is based on guaranteeing the producer a fixed minimum sale price for electricity generated in a given installation. The producer sells energy on the energy market for the market price and then may apply for a difference to the price indicated in the winning auction bid, if the market price is lower than the auction bid, or refunds the difference if the market price is higher than the auction bid (the so-called contract for difference model). I.e. this is about the right to cover the negative balance. The negative balance is calculated on the basis of the difference between the net value of electricity sales in a given month, assuming the prices on the Polish Power Exchange (TGE), and the value of this energy, determined on the basis of the price included in the winning bid, including adjustment for the inflation rate. The negative balance is paid to the producer by the settlement operator within 30 days from the receipt of the relevant application.

On the other hand, if the electricity prices on the Polish Power Exchange will be higher than the price accepted in the winning auction bid (including adjustment for the inflation rate) it results in so-called positive balance. Positive balance is first used for settling any negative balance. However, if at the end of the support period there is still a positive balance, the producer is obliged to return the surplus to the settlement operator in 6 equal installments after the end of the support period.

The amendment to the RES Act, however, changes the method of settling the positive balance by shortening the final settlement period from the current expiration of the support period to 3 years. Thus, the settlement of the positive balance will take place at the end of each three-year settlement period. This change applies both to those generators that have already won the auction (with an appropriate transition period) and to future auctions. The above rules regarding the method of settlement of the positive balance will become fully applicable as of October 15, 2022 and their effects will mostly affect those generators whose auction bids were much lower than the market prices of energy. In

przewidywały ceny dużo niższe niż rynkowe ceny energii. Oprócz powyższego sposobu rozliczenia dodatniego salda, zmianą również objęto termin złożenia wniosku o pokrycie ujemnego salda, który przedłużono z 10 do 15 dni po zakończeniu miesiąca.

Ważnym aktorem aukcyjnego systemu wsparcia jest operator rozliczeń. Rolę tę pełni Zarządca Rozliczeń S.A. – celowa spółka skarbu państwa. Zarządca Rozliczeń S.A. nie tylko dokonuje weryfikacji wniosków o wypłatę ujemnego salda i rozlicza saldo dodatnie, ale także jest istotnym elementem gwarantującym stabilność systemu wsparcia. Ma bowiem za zadanie pobierać od operatora systemu przesyłowego środki zgromadzone z tytułu opłaty OZE (będącej opłatą związaną z zapewnieniem dostępności energii ze źródeł odnawialnych w krajowym systemie elektroenergetycznym, pobieraną głównie od odbiorców końcowych, a przeznaczaną na pokrycie ujemnego salda), a jeśli okaże się, że są one niewystarczające na pokrycie ujemnego salda, ma obowiązek m.in. zaciągnąć zadłużenie na pokrycie ujemnego salda.

Wygrana w aukcji wiąże się dla wytwórcy z trzema kluczowymi obowiązkami, o których powinien pamiętać:

- (1) urządzenia, które wchodzi w skład danej instalacji wykorzystującej wiatr na lądzie, nie mogą być starsze niż 33 miesiące bezpośrednio poprzedzające dzień wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w tej instalacji; wiek urządzeń ustala się np. na podstawie umieszczonych na nich tablic znamionowych;
- (2) pierwsza sprzedaż energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego, a więc już po oddaniu instalacji do użytkowania i uzyskaniu koncesji na wytwarzanie energii, powinna nastąpić nie później niż 33 miesiące po dniu zamknięcia sesji aukcji; niedotrzymanie tego obowiązku wiąże się nie tylko z utratą kaucji/ryzykiem realizacji gwarancji bankowej, ale przede wszystkim z wykluczeniem danego projektu z systemu aukcyjnego na kolejne 3 lata;
- (3) wytwórca jest też zobowiązany do sprzedaży w ramach systemu aukcyjnego wolumenu energii elektrycznej określonego w ofercie, przy czym obowiązek ten jest rozliczany po zakończeniu każdego pełnych 3 lat okresu wsparcia pod rygorem zapłaty administracyjnej kary pieniężnej, jeśli ilość ta w danym okresie okaże się mniejsza niż 85% ilości energii określonej w ofercie.

W związku z epidemią COVID-19 Ustawa OZE przewiduje wyjątek od obowiązku 1 i 2 powyżej, dając wytwórcom możliwość przedłużenia odpowiednio wieku urządzeń oraz terminu pierwszej sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego, nie dłużej jednak niż o dodatkowe 12 miesięcy, jeśli opóźnienie (w dostawie urządzeń i elementów niezbędnych do budowy instalacji lub w realizacji inwestycji, dokonania jej odbiorów i rozruchów bądź przy uzyskiwaniu koncesji) spowodowane jest stanem zagrożenia epidemicznego lub stanem epidemii. Decyzję w tym przedmiocie wydaje Prezes Urzędu Regulacji Energetyki na wniosek wytwórcy, złożony nie później niż w terminie 30 dni przed terminem spełnienia zobowiązania odnoszą-

addition to the above method of settlement of the positive balance, the deadline for submitting the application for covering the negative balance has also been amended and extended from 10 to 15 days after the end of the month.

One of the important participants in the auction system is the settlement operator. This role is performed by Zarządca Rozliczeń S.A. – a special purpose company of the State Treasury. Zarządca Rozliczeń S.A. not only verifies applications for payment of the negative balance and settles the positive balance, but is also a vital actor guaranteeing stability of the support system. Zarządca Rozliczeń S.A. task is to collect the funds from the transmission system operator under the RES fee (a fee related to ensuring availability of energy from renewable sources in the national power system, collected mainly from end users), and if it turns out that the funds are not sufficient to cover the negative balance, it is obliged, among others, to incur debt to cover the negative balance.

Winning the auction comes with three key obligations for the RES producer:

- (1) the devices that are part of an onshore wind installation cannot be older than 33 months immediately preceding the date of first generation of electricity in this installation; the age of the devices is determined for instance by the nameplates placed on them,
- (2) the first sale of electricity under the auction system, i.e. after the installation has been put into operation and a generation concession has been obtained, should take place no later than 33 months after the auction session closing date; failure to meet this obligation results not only in loss of deposit/ cashing bank guarantee, but most importantly in exclusion of the project from the auction system for the next 3 years,
- (3) the producer is also required to sell within the auction system the volume of electricity specified in the bid, with this obligation being settled after the end of each full 3 years of the support period, under the threat of payment of an administrative fine if this volume in a given period turns out to be less than 85% of the volume of energy specified in the bid.

In relation to the COVID-19 epidemic, the RES Act provides for exceptions to obligation (1) and (2) mentioned above, giving producers the possibility to extend the age of the equipment and the deadline for the first sale of electricity under the auction system respectively, but not longer than by additional 12 months, if the delay (in delivery of equipment and elements necessary for the construction of the installation, or in the execution of the investment, its acceptance and start-up, or in obtaining the concession) is caused by the state of the pandemic or state of the epidemic. The decision in this respect shall be issued by the President of the URE upon the producer's request submitted no later than 30 days before the deadline for

cego się do dokonania pierwszej sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego.

Od obowiązku (3) również dopuszcza się wyjątki, które należy wziąć pod uwagę na korzyść wytwórcy, jeśli ten pozostawał w gotowości do wytworzenia energii, ale nastąpiły ograniczenia wiążące się m.in. z: regulacją prawną, koniecznością zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, awarią systemu elektroenergetycznego, działaniem siły wyższej, wystąpieniem gwałtownej i nieprzewidzianej awarii technicznej danej instalacji.

1.5. Etap projektowy realizacji elektrowni wiatrowych

System aukcyjny dedykowany jest dla projektów elektrowni wiatrowych, które pomyślnie zakończyły etap projektowy. Aby bowiem dana instalacja mogła ubiegać się o wsparcie aukcyjne, wytwórca musi najpierw uzyskać zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji. Zaświadczenie to wydaje Prezes Urzędu Regulacji Energetyki na wniosek wytwórcy w terminie 30 dni. W przypadku odmowy wydania zaświadczenia Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydaje postanowienie, na które służy zażalenie do Sądu Okręgowego w Warszawie – sądu ochrony konkurencji i konsumentów.

Termin ważności zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji wynosi 12 miesięcy i liczy się od dnia wydania zaświadczenia. Jednakże termin ten nie może być dłuższy niż termin ważności określonych dokumentów, w tym pozwolenia na budowę.

Na etapie wydawania zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji Prezes Urzędu Regulacji Energetyki weryfikuje:

- czy dana instalacja posiada ważne warunki przyłączenia lub ma zawartą umowę o przyłączenie do sieci,
- czy decyzja o pozwoleniu na budowę jest ostateczna i prawomocna,
- dodatkowo wytwórca powinien przedstawić harmonogram rzeczowo-finansowy realizacji instalacji, oraz
- schemat instalacji odnawialnego źródła energii ze wskazaniem urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej oraz urządzeń służących do wyprowadzenia mocy wchodzących w skład tej instalacji, z oznaczeniem lokalizacji urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych oraz miejsca przyłączenia tej instalacji do sieci elektroenergetycznej.

Pierwotnie wytwórca miał też obowiązek przedstawić prawomocną decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach dla projektowanej instalacji oraz wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego (jeśli taki był sporządzony), ale obecnie Ustawa o OZE nie przewiduje już, aby te dokumenty były konieczne dla złożenia wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji. Nie oznacza to jednak, że wytwórca nie musi posiadać tych decyzji i aktów. Są one bowiem konieczne dla uzyskania pozwolenia na budowę farmy wiatrowej.

fulfilling the obligation relating to making the first sale of electricity under the auction system.

Exceptions from obligation (3) – above are also allowed which should be taken into account in favor of the producer, if the producer was ready to generate energy but obstacles and limitations occurred, among others due to: legal regulations, necessity to ensure safety of the operation of the power grid, failure of the power system, force majeure, occurrence of sudden and unforeseen technical failure of the installation.

1.5. Design stage of wind farms

The auction system is dedicated to wind farm projects which have successfully completed the design stage. In order to apply for auction support, the producer must first obtain a certificate of admission to an auction. This certificate is issued by the President of the URE, upon the request of the producer, within 30 days. In case of refusal to issue the certificate, the President of the URE issues a decision which may be subject to a complaint to the District Court in Warsaw – Court of Competition and Consumer Protection.

The validity of the certificate of admission to the auction is 12 months, counting from the date of issuance of the certificate. However, this period may not be longer than the validity of the permits, including the building permit.

When issuing the certificate of admission to the auction, the President of the URE verifies:

- whether the installation has valid connection conditions, or a grid connection agreement has been concluded,
- whether the building permit is final,
- the producer should also present material and financial schedule of the installation, and
- installation diagram indicating the devices used for generation of electricity and for power evacuation, with the indication of the location of metering equipment and the place of connection of the installation to the power grid.

Initially, the producer was also required to present a valid environmental decision for the installation and an extract from the local spatial development plan (if any), but now the RES Act does not stipulate that these documents are necessary to submit along with an application for issuance of the certificate of admission to the auction. It does not mean, however, that the producer does not have to possess those decisions. They are necessary prior to obtaining the building permit for the wind farm.

2 Tytuł prawny do nieruchomości pod lokalizację farmy wiatrowej

2.1. Uwagi ogólne

Odpowiednie zabezpieczenie przez inwestora właściwego tytułu prawnego do gruntu, który umożliwi prowadzenie prac budowlanych, a następnie eksploatację wszystkich elementów składających się na infrastrukturę farmy wiatrowej, stanowi jedną z najbardziej kluczowych kwestii, a zarazem jest jednym z najważniejszych wyzwań w fazie tzw. dewelopmentu projektu. Identyfikacja terenu inwestycji oraz podmiotów, we władaniu których znajdują się poszczególne działki, dokonywana jest na relatywnie wczesnym etapie inwestycji, w ramach którego inwestor powinien zwrócić się do odpowiednich właścicieli gruntów w celu uzyskania stosownych tytułów prawnych do nieruchomości. Istotne, aby tytuł ten został pozyskany na cele wszystkich elementów infrastruktury, w tym infrastruktury przesyłowej, stacji elektroenergetycznych, dróg dojazdowych, placów manewrowych i montażowych, omiatania nieruchomości sąsiednich przez śmigła turbiny, tymczasowych łuków manewrowych itp.

Uzyskany tytuł dowodzi prawdziwości złożonego wraz z wnioskiem o pozwolenie na budowę oświadczenia o posiadaniu prawa do dysponowania nieruchomością na cele budowlane, a po zakończeniu budowy – pozwoleń na zgodne z prawem korzystanie z wybudowanej infrastruktury oraz zapewni dostęp do nieruchomości w celu prowadzenia napraw i konserwacji poszczególnych elementów. Złożone przez inwestora oświadczenie o przysługującym mu prawie do dysponowania nieruchomością na cele budowlane stanowi warunek konieczny wydania pozwolenia na budowę, a nieprawidłowości w tym zakresie mogą w pewnych okolicznościach stanowić podstawę wznowienia postępowania w sprawie wydania tego pozwolenia.

Mimo że prawo własności stanowi najsilniejszy tytuł prawny do gruntu, przyznając podmiotowi tego prawa najszerzy zakres uprawnień, co do zasady przedsiębiorcy planujący budowę farmy wiatrowej nie decydują się na nabycie na ten cel nieruchomości. Jak wspomniano wyżej, prawa do gruntu zabezpieczane są na początkowym etapie inwestycji, kiedy to decyzja o nabyciu nieruchomości mogłaby okazać się przedwczesna. Dodatkowo należy mieć na względzie wynikające z ustawy o kształtowaniu ustroju rolnego¹¹ istotne ograniczenia w nabywaniu nieruchomości rolnych przez inne podmioty niż rolnik indywidualny. W praktyce czasem się zdarza, że przedmiotem nabycia jest nieruchomość, na której ma zostać wybudowana stacja elektroenergetyczna.

Stąd dalszą część tego opracowania poświęcono przeglądowi innych niż prawo własności, najczęściej stosowanych w praktyce sektora tytułów prawnych do nieruchomości przeznaczonych pod wieże turbin wiatrowych oraz pozostałe

¹¹ Ustawa z 11 kwietnia 2003 r. o kształtowaniu ustroju rolnego (Dz.U. z 2022 r., poz. 461, tekst jednolity z późn. zm.).

Legal title to the property for wind farm location

2.1. General notes

The investor must properly secure the legal title to the land, which will enable the construction works and subsequent exploitation of all elements of the wind farm infrastructure, which is one of the key issues and one of the most important challenges at the stage of the project development. Identification of the investment area and the entities, which own the real estate, is done at a relatively early stage of the investment, where the investor should approach the landowners in order to obtain the appropriate legal titles to the property. It is essential that the title to the land is obtained for the purposes of all infrastructure elements, including transmission infrastructure, substations, access roads, maneuvering and assembly sites, turbine blades sweeping over neighboring properties, temporary maneuvering arches, etc.

The legal title may also provide a ground for investor's statement, submitted together with the application for a building permit, that the investor has the right to dispose of the real estate for construction purposes, and after the construction is completed – it will allow lawful use of the constructed infrastructure and provide access to the property in order to carry out repairs and maintenance works. The declaration as to the right to use the real estate for construction purposes is a necessary condition for the issuance of a building permit, any irregularities in this respect may, in certain circumstances, constitute the basis for reopening the proceedings on the issuance of such permit.

Although the ownership right is the strongest legal title to the land, granting the widest range of rights, as a rule, investors planning to build a wind farm do not decide to acquire the property for this purpose. As mentioned above, the rights to land are secured at the initial stage of the investment, when the decision to purchase the real estate could prove to be premature. In addition, significant limitations resulting from the Act on shaping of the agricultural system¹¹ in acquiring agricultural real estate should be considered by entities other than individual farmers. In practice it sometimes happens that the investors acquire the real estate on which a substation is to be built.

Therefore the further part of this study is devoted to the review of legal titles other than ownership, most often used in the industry practice, to the properties allocated for the wind turbine towers and other elements of the wind farm

¹¹ Act of April 11, 2003 on shaping of the agricultural system (Consolidated text: Journal of Laws of 2022, item 461, as amended).

elementy infrastruktury farmy wiatrowej, z uwzględnieniem różnorodności tych elementów oraz specyfiki związanej ze specjalnym statusem pewnych nieruchomości stanowiących własność skarbu państwa, jednostek samorządu terytorialnego lub niektórych państwowych osób prawnych.

2.2. Umowa najmu i dzierżawy

Najbardziej rozpowszechnionym sposobem zabezpieczenia tytułu prawnego do gruntu, na którym ma powstać siłownia wiatrowa wraz z infrastrukturą towarzyszącą, jest zawarcie umowy dzierżawy. Przy odpowiednim ukształtowaniu praw i obowiązków stron jest to tytuł pozwalający na długoterminowe, stabilne korzystanie z nieruchomości i akceptowany przez instytucje finansujące inwestycję.

Ze względu na wynikające z ustawy o kształtowaniu ustroju rolnego ograniczenia w oddawaniu w dzierżawę nieruchomości rolnych przez nabywców takich nieruchomości w pewnych okolicznościach przed zawarciem umowy dzierżawy może być wymagane uzyskanie uprzedniej zgody Dyrektora Generalnego Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa. Umowa dzierżawy zawarta bez takiej zgody (jeśli jest wymagana) dotknięta jest sankcją nieważności¹².

Do tzw. istotnych elementów umowy dzierżawy należy jej odpłatność. Tym samym powinna ona przewidywać uiszczanie przez dzierżawcę czynszu również w okresie przed rozpoczęciem budowy, przy czym w okresie tym – ze względu na brak lub ograniczone korzystanie z nieruchomości przez inwestora – może być to kwota znacznie niższa niż docelowa. Spotykane czasem w praktyce rozwiązanie polegające na nienaliczaniu czynszu w początkowym okresie dzierżawy może mieć również negatywne implikacje podatkowe.

Innym elementem koniecznym, wyróżniającym umowę dzierżawy jest prawo dzierżawcy do pobierania z nieruchomości pożytków w rozumieniu Kodeksu cywilnego. Tylko możliwość pobierania takich pożytków pozwalałaby na przyjęcie, że zawarta umowa stanowi z pewnością umowę dzierżawy w rozumieniu Kodeksu cywilnego. W braku takich pożytków istniałoby ryzyko, że umowy te mogłyby zostać uznane za umowy najmu. Jako takie, po upływie lat 10 (niezależnie od tego, że umowa wskazuje dłuższy termin obowiązywania) przekształciłyby się automatycznie w umowy na czas nieoznaczony i mogłyby zostać wypowiedziane. Nie dotyczy to umów, w przypadku których wydzierżawiających można uznać za przedsiębiorców, gdyż skutek ten nastąpi, tak jak w przypadku umów dzierżawy, dopiero po upływie 30 lat obowiązywania umowy.

Orzecznictwo Sądu Najwyższego¹³ dopuszcza uznanie umowy, którą strony zawarły jako umowę dzierżawy, a która daje dzierżawcy uprawnienie do uzyskiwania dochodów ze sprzedaży energii elektrycznej otrzymywanej przez przetworzenie energii wiatrowej za pomocą elektrowni wiatrowej

¹² Art. 9 ust. 1 pkt 2) ustawy o kształtowaniu ustroju rolnego.

¹³ Zob. np. wyrok Sądu Najwyższego z 5 października 2012 r., sygn. akt IV CSK 244/12.

infrastrukturę, taking into account the diversity of these elements and the specificity related to the special status of certain properties owned by the State Treasury, local government units or certain state legal persons.

2.2. Lease and tenancy agreements

The most common way of securing a legal title to the land, on which a wind farm is to be located together with its accompanying infrastructure, is a lease agreement (Pol. *umowa dzierżawy*). If the rights and obligations of parties are properly formed, it is a title that allows for long-term, stable use of the real estate and is accepted by institutions financing the investment.

Due to the limitations arising from the Act on shaping of the agricultural system as to renting agricultural real estate, in certain circumstances the landowner may be required to obtain prior consent of the Director General of the National Support Centre for Agriculture (KOWR) before concluding a lease agreement. A lease agreement concluded without such consent is void.¹²

The essential elements of a lease agreement include the rent obligation. Thus, it should provide for the payment of rent by the lessee also in the period before the commencement of the construction, but in this period – due to the lack or limited use of the real estate by the investor – it may be much lower than the eventual amount. The solution, sometimes encountered in practice, of not charging any rent in the initial lease period may also have negative tax implications.

Another necessary element of a lease agreement is the lessee's right to collect civil benefits from the real estate, as defined in the Civil Code. Only the possibility to collect such benefits allows to assume that the concluded agreement is a lease agreement within the meaning of the Civil Code. In the absence of such benefits, there would be a risk that an agreement is regarded as tenancy agreements (Pol. *umowa najmu*). In such case, after the expiration of 10 years (regardless the fact that the agreement indicates longer term), it automatically transforms into agreement concluded for an indefinite term and could be terminated anytime. This does not apply to agreements where the lessor can be considered as an entrepreneur, because in such case this effect will take place, as in the case of lease agreements, only after the expiry of the 30-year contract term.

The case law of the Supreme Court¹³ allows for recognition of an agreement, which the parties have concluded, as a lease agreement and which gives the lessee the right to receive income from the sale of electricity obtained by

¹² Article 9(1)(2) of the Act on the shaping of the agricultural system.

¹³ See the judgment of the Supreme Court of October 5, 2012, ref.no. IV CSK 244/12.

(które nie mają charakteru pożytku naturalnego ani cywilnego), w zamian za okresowe świadczenie pieniężne, za umowę nienazwaną, do której mogą być stosowane odpowiednio przepisy o dzierżawie. Sąd Najwyższy nie przesądził co prawda, w jakim dokładnie zakresie przepisy o dzierżawie należy stosować do tych umów „odpowiednio”, w szczególności, czy takie odpowiednie stosowanie dotyczy również możliwości zawarcia umowy na czas oznaczony 30 lat. Niemniej, jeśli dopuścić taką możliwość, kwestia statusu wydzierżawiającego jako przedsiębiorcy w kontekście długości okresu obowiązywania (10 lub 30 lat), po którym umowa przekształca się w umowę zawartą na czas nieokreślony, podlegającą rozwiązaniu za wypowiedzeniem, straciłaby swoją doniosłość.

Zgodnie z art. 678 w zw. z art. 694 Kodeksu cywilnego w razie zbycia dzierżawionej nieruchomości w czasie trwania dzierżawy nabywca wstępuje w stosunek dzierżawy na miejsce zbywcy, może jednak wypowiedzieć najem z zachowaniem ustawowych terminów wypowiedzenia. To uprawnienie nie przysługuje nabywcy, jeżeli umowa dzierżawy była zawarta na czas oznaczony z zachowaniem formy pisemnej i z datą pewną, a rzecz (nieruchomość) została dzierżawcy wydana. Ten sam skutek prawnej ochrony przed przedwczesnym wypowiedzeniem umowy przez nabywcę nieruchomości zostanie osiągnięty, jeśli prawa dzierżawcy zostaną ujawnione w księdze wieczystej (niezależnie od wydania nieruchomości). W celu eliminacji powyższego ryzyka inwestor powinien zatem, zgodnie z dominującą praktyką rynkową, zawrzeć umowy dzierżawy na czas oznaczony, we właściwej formie oraz zapewnić udokumentowanie wydania nieruchomości, jak też dążyć do ujawnienia praw wynikających z umów dzierżawy w księgach wieczystych prowadzonych dla dzierżawionych nieruchomości.

Znacznie rzadziej zawierane są w realiach branży umowy najmu. Czysto prawnie ten rodzaj umowy wydaje się właściwym tytułem zabezpieczenia prawa inwestora do gruntu wykorzystywanego na przykład na cele dróg dojazdowych do turbin wiatrowych biegnących przez nieruchomości niestanowiące przedmiotu dzierżawy. Ze względu jednak na wspomnianą wyżej nieatrakcyjność stosunku najmu, związaną z możliwością jego ustanowienia na zaledwie 10 lat (w relacjach z podmiotami, które nie mają statusu przedsiębiorcy), również nieruchomości, na których położone są drogi dojazdowe obsługujące farmę wiatrową, najczęściej są przedmiotem dzierżawy. Jedynie wyjątkowo inwestorzy zabiegają o obciążenie takiej nieruchomości służebnością przejazdu i przechodu na rzecz nieruchomości (jako władnącej), na której posadowiona ma być turbina wiatrowa, zapewniając sobie uprawnienie do wykonywania takiej służebności w granicach praw przysługujących właścicielowi nieruchomości władnącej.

W przypadku sprzedaży egzekucyjnej ochrona wynikająca z zawarcia umów dzierżawy z datą pewną wydania nieruchomości lub ujawnienia praw dzierżawcy w księdze wieczystej nie będzie działać. Istnieje ryzyko nabycia nieruchomości w postępowaniu egzekucyjnym przez osoby, które będą

converting wind energy by means of a wind turbine (which are not a natural or civil benefit), in exchange for periodic cash benefits, as an unnamed agreement to which the provisions on lease may be applied only accordingly. The Supreme Court did not rule on the exact scope of applicability of lease provisions to such contracts accordingly, particularly whether such application also relates to the possibility of concluding a 30-year fixed-term agreement. However, if this is allowed, the issue of the lessor's status as an entrepreneur in the context of duration of the lease agreement (10 or 30 years) after which the agreement becomes an indefinite term agreement, would lose its significance.

According to Article 678 in connection with Article 694 of the Civil Code, if the leased real estate is sold during the lease period, the purchaser enters into the lease relationship in place of the seller, but may terminate the lease agreement at the statutory notice. The purchaser is not entitled to this right if the lease agreement was concluded for a definite period in writing and with a definite date and the real estate was handed over to the lessee. The same result of legal protection against termination will be achieved if the lessee's rights are disclosed in the land and mortgage register (regardless of handover of the real estate). Therefore, in order to eliminate the above risk, the investor should, in accordance with the prevailing market practice, conclude lease agreements for a specified period of time, in an appropriate form, and ensure that the handover of the real estate is documented, as well as aim at disclosing the rights under the lease agreements in the land and mortgage registers maintained for the leased real estate.

A tenancy agreement is much less common on the market. Legally, this type of agreement seems to be a proper title to secure the investor's right to the land used, for example, for access roads to wind turbines running through properties which are not the subject of the lease. However, due to the aforementioned unattractiveness of the tenancy relation, related to the possibility of its establishment for only 10 years (in relations with entities which do not have the entrepreneurs status), also properties on which access roads to a wind farm are located are usually subject to lease agreement. Only in exceptional cases investors seek to encumber such property with an easement of right of way for the benefit of the property (as the dominant estate), on which the wind turbine is to be located, ensuring the right to exercise such easement within the limits of the rights held by the owner of the host property.

In the case of an enforcement sale, the protection resulting from a lease agreement with a certain date of handover of the property or disclosure of the tenant's rights in the land and mortgage register will not apply. There is a risk that the real estate may be purchased in enforcement proceedings

mogły następnie wypowiedzieć umowę dzierżawy zawartą na okres dłuższy niż 2 lata, w terminie 1 miesiąca od przysądzenia własności, z zachowaniem rocznego terminu wypowiedzenia, o ile umowa nie przewiduje krótszego terminu¹⁴. Jest to ryzyko charakterystyczne dla całego sektora, wynika z prawa i nie da się go uchylić. Dlatego umowa dzierżawy powinna przewidywać po stronie właściciela obowiązki informacyjne pozwalające dzierżawcy na monitorowanie realizowania przez właściciela jego zobowiązań wobec wierzycieli i na jak najwcześniejsze przeciwdziałanie skutkom, jakie przyniosłaby sprzedaż egzekucyjna. W razie wystąpienia zagrożenia związanego z egzekucją inwestor powinien podjąć czynności zmierzające do uniknięcia egzekucyjnego zbycia nieruchomości (np. wsparcie właściciela w spłacie zadłużenia, spłata zadłużenia i wstąpienie w prawa zaspokojonego wierzyciela czy nawet – w aktualnym stanie prawnym¹⁵ – nabycie nieruchomości od komornika). Należy zwrócić uwagę, że analogiczne uprawnienie do rozwiązania umowy dzierżawy przysługuje nabywcy nieruchomości będącej przedmiotem sprzedaży w ramach likwidacji masy upadłości¹⁶. Co więcej, w pewnych okolicznościach również sam syndyk, za zgodą sędziego-komisarza, może umowę dzierżawy rozwiązać¹⁷. Jakkolwiek ogłoszenie upadłości wydzierżawiającego nieruchomość rolną jest stosunkowo rzadkim zjawiskiem, nie można całkowicie wykluczyć ryzyka jego wystąpienia, gdyż w aktualnym stanie prawnym ogłoszenie upadłości może również dotyczyć osób nieprowadzących działalności gospodarczej (art. 491(1) i nast. Prawa upadłościowego). Powyższe uwagi dotyczą zarówno umowy dzierżawy, jak i umowy najmu.

2.3. Służebność przesyłu

Najkorzystniejszym dla inwestora i „skrojonym na miarę” pod względem prawnym tytułem do gruntu, na którym ma zostać posadowiona i eksploatowana linia energetyczna (wraz ze światłowodem), jest służebność przesyłu regulowana przepisami art. 305(1) i nast. Kodeksu cywilnego. Najczęściej spotykaną formą ustanowienia służebności przesyłu jest oświadczenie woli właściciela gruntu sporządzone w formie aktu notarialnego. Treść służebności przesyłu powinna zezwalać inwestorowi na korzystanie z nieruchomości w celu prowadzenia robót związanych z budową linii energetycznych, późniejszą ich eksploatacją, a także na wejście na grunt w celu przeprowadzenia prac konserwacyjnych, napraw, usuwania awarii, jak też w celu usunięcia z nieruchomości umiejscowionych na niej urządzeń.

Ujawniona w księdze wieczystej służebność przesyłu o odpowiednio sformułowanej treści będzie dla inwestora stanowić źródło silnego uprawnienia do korzystania z nieruchomości z pierwszeństwem przed prawami innych osób trzecich ujawnionymi później oraz bez względu na to, kto stanie się właścicielem nieruchomości. Nawet sprzedaż egzekucyjna, co do zasady pozwalająca na nabycie nieru-

¹⁴ Art. 1002 zd. 2 Kodeksu postępowania cywilnego.

¹⁵ Art. 2a ust. 3 pkt 9) ustawy o kształtowaniu ustroju rolnego.

¹⁶ Art. 108 Prawa upadłościowego.

¹⁷ Art. 109 ust. 1 Prawa upadłościowego.

by persons who will then be able to terminate the lease agreement concluded for a period exceeding 2 years, within 1 month of the assignment of ownership, at one year's notice, unless the agreement provides for a shorter period.¹⁴ This is a sector-specific risk, arising from legal regulations and cannot be mitigated. Therefore, the lease agreement should provide for informational obligations on the part of the landlord, allowing the tenant to monitor the landlord's performance of its obligations to creditors and to counteract the effects of an enforcement sale as early as possible. If a threat of enforcement arises, the investor should take actions aimed at avoiding an enforcement sale of the real estate (e.g. support of the owner in repayment of debts, repayment of debts and assumption of the rights of a satisfied creditor, or even – in the current legal state¹⁵ – purchase of the real estate from the enforcement officer). It should be noted that the buyer of real property being the subject of sale in the liquidation of the bankruptcy estate has analogous right to terminate the lease agreement.¹⁶ Moreover, in certain circumstances also the receiver, with the consent of the judge-commissioner, may terminate the lease agreement.¹⁷ Although declaration of bankruptcy of the lessor of agricultural real estate is a relatively rare phenomenon, the risk of its occurrence cannot be entirely excluded, as in the current legal state bankruptcy may also apply to persons not conducting business activity (Article 491(1) et seq. of the Bankruptcy Law). The above remarks apply both to a lease agreement and a tenancy agreement.

2.3. Transmission easement

The most beneficial for the investor and legally "tailored" title to the land on which the power line (including optical-fiber line) is to be installed and operated is the transmission easement regulated by Article 305(1) and subsequent articles of the Civil Code. The most common form of establishing an easement is a declaration of will by the landowner made in the form of a notarial deed. The content of the transmission easement should allow the investor to use the real estate in order to carry out construction works related to power lines, their subsequent operation, as well as to enter the land in order to undertake maintenance work, repairs, remove breakdowns, and to remove equipment located on a real estate.

An adequately articulated transmission easement disclosed in the land and mortgage register will constitute for the investor an entitlement to use the real estate with priority over rights of other third parties disclosed later and regardless of who becomes the owner of the real estate. Even an enforcement sale, which as a rule allows a new

¹⁴ Article 1002 (2nd sentence) of the Code of Civil Procedure.

¹⁵ Article 2a (3)(9) of the Act on the shaping of the agricultural system.

¹⁶ Article 108 of the Bankruptcy Law.

¹⁷ Article 109 (1) of the Bankruptcy Law.

chomości przez nowego właściciela bez obciążeń, nie niewycofanie praw płynących ze służebności przesyłu.

W wypadku braku współpracy ze strony właściciela, skutkującego niemożnością ustanowienia służebności przesyłu, inwestorowi będzie przysługiwać roszczenie o jej ustanowienie za wynagrodzeniem, w trybie sądowym.

Alternatywą dla inwestora w stosunku do na ogół długotrwałej procedury sądowego ustanowienia służebności przesyłu jest wystąpienie do starosty o wydanie w trybie art. 124 ustawy o gospodarce nieruchomościami decyzji ograniczającej sposób korzystania z nieruchomości przez udzielenie zezwolenia na zakładanie i przeprowadzenie na nieruchomości m.in. przewodów i urządzeń służących do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, a także innych podziemnych, naziemnych lub nadziemnych obiektów i urządzeń niezbędnych do korzystania z tych przewodów i urządzeń, jeżeli właściciel nieruchomości nie wyraża na to zgody. Podobnie, na podstawie art. 124b ustawy o gospodarce nieruchomościami, starosta w drodze decyzji zobowiązuje właściciela, użytkownika wieczystego lub osobę, której przysługują inne prawa rzeczowe do nieruchomości, do udostępnienia nieruchomości w celu wykonania czynności związanych z konserwacją, remontami oraz usuwaniem awarii ww. przewodów i urządzeń, jeśli właściciel nie wyraża na to zgody.

Przepisy art. 124 i 124b ustawy o gospodarce nieruchomościami stosuje się odpowiednio do nieruchomości o nieuregulowanym stanie prawnym.

2.4. Nieruchomości o szczególnym statusie

Charakterystyczne dla branży energetyki wiatrowej jest to, że w odniesieniu do niektórych gruntów stanowiących własność publiczną nie zostanie zawarta umowa dzierżawy lub inna podobna umowa czy też ustanowiona służebność przesyłu. Najczęściej występujące w praktyce szczególne źródła uprawnienia inwestora do korzystania z takich nieruchomości dotyczą:

■ infrastruktury technicznej lokalizowanej w pasie drogi publicznej

W przypadku linii energetycznych i światłowodowych lokalizowanych w pasie dróg publicznych wyrażony został w doktrynie, a następnie w orzecznictwie¹⁸, pogląd, że na nieruchomości stanowiącej drogę publiczną nie może zostać ustanowione ograniczone prawo rzeczowe, takie jak służebność przesyłu. W takim przypadku jedynymi instrumentami prawnymi służącymi zabezpieczeniu dostępu inwestora do tych nieruchomości na czas budowy i eksploatacji linii energetycznej są wydawane przez właściciela zarządcę drogi: (i) decyzja o lokalizacji w pasie drogowym urządzenia niezwiązanego z potrzebami zarządzania

owner to acquire the property unencumbered, does not invalidate the rights under the transmission easement.

In the case of lack of cooperation from the landowner, resulting in inability to establish the easement, the investor is entitled to demand its establishment by a court, against monetary compensation for the landowner.

As an alternative to the usually long-term court procedure for the establishment of an easement, the investor may request that the administrative body (Pol. *starosta*), pursuant to Article 124 of the Act of August 21, 1997 on real estate management (hereinafter: the "Act on real estate management"), issue a decision restricting the manner in which the real estate may be used by granting permission to install and run on the property, among others, cables and devices used for the transmission or distribution of electricity, as well as other underground or above-ground facilities and equipment necessary for use of such cables and devices, if the real estate owner does not consent thereto. Similarly, according to Article 124b of the Act on real estate management, a starosta may oblige the landowner, perpetual usufructuary or any entity who enjoys legal rights to the real estate, to make it available for the purposes of maintenance and repair of the aforementioned cables and devices, if the landowner does not consent to it.

The provisions of Articles 124 and 124b of the Act on real estate management apply accordingly to real estates with an unregulated legal status.

2.4. Real estate with special status

It is characteristic for the wind energy industry that certain state owned land will not be subject to lease or other similar agreement or transmission easement. The most frequently occurring in practice specific sources of the investor's right to use such properties concern:

■ technical infrastructure located in the public road lane

In case of power and fiber optic lines located in the public roadway, the doctrine and the judicature expressed the view¹⁸ that a limited property right, such as the transmission easement, cannot be established. In such a case, the only legal instruments that serve to secure the investor's access to such real estate for the duration of construction and operation of the power line is a decision issued by the competent road manager, i.e.: (i) decision on the location in the road lane of a device not related to the needs of road management or the needs of road traffic,¹⁹ and then (ii) a decision allowing for the occupation of the road lane

¹⁸ See, e.g., the decision of the Supreme Court of April 27, 2017, ref. no. II CSK 412/16.

¹⁹ Article 39 (3) of the Act of March 21, 1985 on public roads (consolidated text: Journal of Laws of 2021, item 1376, as amended).

¹⁸ Zob. np. postanowienie Sądu Najwyższego z 27 kwietnia 2017 r., II CSK 412/16.

drogą lub potrzebami ruchu drogowego¹⁹, a następnie (ii) decyzja zezwalająca na zajęcie pasa drogowego w celu prowadzenia robót w pasie drogowym lub na umieszczenie w nim obiektu lub urządzenia²⁰.

Warto zwrócić uwagę, że w odniesieniu do lokalizacji infrastruktury technicznej w pasach dróg wewnętrznych stanowiących własność jednostek samorządu terytorialnego (tj. niestanowiących dróg publicznych), nie ma prawnych przeszkód do ustanowienia na rzecz inwestora służebności przesyłu.

■ **gruntów pod wodami**

W przypadku linii energetycznych lokalizowanych pod wodami na gruntach skarbu państwa administrowanych przez Państwowe Gospodarstwo Wodne Wody Polskie zawierana jest umowa użytkowania w rozumieniu art. 261 Prawa wodnego. Warunkiem oddania w użytkowanie gruntów pod wodami na cele przeprowadzenia linii kablowej jest posiadanie przez użytkownika pozwolenia wodnoprawnego lub dokonanie zgłoszenia wodnoprawnego (jeśli są one wymagane).

■ **nieruchomości na terenach zamkniętych**

W odniesieniu do terenów zamkniętych, tj. obszarów mających szczególny charakter ze względu na obronność i bezpieczeństwo państwa (np. tereny wojskowe lub kolejowe), przez które czasem prowadzona jest infrastruktura przesyłowa związana z farmą wiatrową, zawarcie umowy zezwalającej inwestorowi na użytkowanie gruntu na potrzeby takiej infrastruktury poprzedzone jest czasochłonnym procesem uzyskiwania wewnętrznych zgód w ramach struktur organizacyjnych podmiotów zarządzających tymi terenami.

Dość często można spotykać się z praktyką, że po uzyskaniu wymaganych zgód zawierana jest przez takie instytucje – zamiast umów służebności przesyłu – umowa dzierżawy lub inna, nienazwana umowa obligacyjna dotycząca korzystania z nieruchomości w celu wybudowania i eksploatacji linii energetycznych, mimo że treść uprawnień inwestora w istocie odpowiada tym, które przyznałaby mu służebność przesyłu. Podtrzymując pogląd, że najwłaściwszym stosunkiem prawnym w celu uregulowania prawa inwestora do wybudowania i eksploatacji urządzeń przesyłowych jest służebność przesyłu, należy krytycznie odnieść się do tych praktyk. Osłabiają one bowiem pozycję inwestora, w szczególności narażając go na ryzyko wcześniejszego rozwiązania umowy. Umowy te często zawierane są bowiem na czas nieoznaczony. Nawet w wypadku umów zawartych na czas oznaczony nie korzystają one na ogół z ochrony przed wypowiedzeniem przez ewentualnego nabywcę nieruchomości, gdyż najczęściej nie są one opatrzone datą pewną. W praktyce umowy te nie są również, przy braku zgody właściciela, ujawniane w księgach wieczystych.

¹⁹ Art. 39 ust. 3 ustawy z 21 marca 1985 r. o drogach publicznych (DZ.U. z 2021 r., poz. 1376, tekst jednolity z późn. zm.).

²⁰ Art. 40 ustawy o drogach publicznych.

for the purpose of carrying out construction works in the road lane or placing an object or device in it.²⁰

It is worth mentioning, with relation to locating technical Infrastructure in internal roads owned by local government units (i.e. non-public roads), that there are no legal obstacles to establish transmission easement in favor of the investor.

■ **land under water**

In case of power lines located under water on State Treasury land administered by the State Water Company (Pol. *Państwowe Gospodarstwo Wodne Wody Polskie*), a use agreement is concluded within the meaning of Article 261 of the Water Law. In order to be able to use the land under water for the purpose of installing a cable line, the user must have a water permit or submit a water law notification (if required).

■ **real estate in closed areas**

In case of closed areas, i.e. areas of special character due to the defense and security of the state (e.g. military or railroad areas), which the transmission infrastructure connected with the wind farm sometimes runs through, the conclusion of the agreement allowing the investor to use the land for the purposes of such infrastructure is preceded by a time-consuming process of obtaining internal approvals within the organizational structures of the entities managing those areas.

It is quite often the case that after obtaining the required approvals, such institutions conclude lease agreements or other unnamed agreements regarding the use of property for the purpose of construction and operation of power lines, even though the content of the investor's rights in fact corresponds to those granted by a transmission easement. While maintaining the view that the most appropriate legal relationship to regulate the investor's right to construct and operate transmission infrastructure is the transmission easement, these practices should be viewed with criticism. They weaken the position of the investor, particularly exposing him to the risk of early termination of the agreement. Such agreements are often concluded for an indefinite period. Even in the case of agreements concluded for a definite period of time, they generally do not have protection against early termination by a potential purchaser of real estate, because they usually do not have a definite date. Neither can they be entered in the land and mortgage register.

²⁰ Article 40 of the Act of March 21, 1985 on public roads.

3 Planowanie i zagospodarowanie przestrzenne

3.1. Miejscowy Plan Zagospodarowania Przestrzennego

Wraz z wejściem w życie ustawy z 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych lokalizacja elektrowni wiatrowych o mocy większej niż moc mikroinstalacji stała się możliwa jedynie w oparciu o miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego (dalej jako: „MPZP”). Na mocy tej ustawy wprowadzono także tzw. zasadę 10H, w myśl której budowa elektrowni wiatrowej dopuszczalna jest wyłącznie w minimalnej odległości dziesięciokrotności całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej od budynku mieszkalnego (lub budynku o funkcji mieszanej, w skład której wchodzi funkcja mieszkaniowa). Odległość ta musi być także zachowana w przypadku lokalizacji farmy wiatrowej od form ochrony przyrody i leśnych kompleksów promocyjnych.

MPZP jest aktem prawa miejscowego, uchwalanym dla całego lub części obszaru danej gminy, który określa przeznaczenie, warunki zagospodarowania i zabudowy terenu oraz rozmieszczenie inwestycji celu publicznego. Przyjęcie nowego lub zmianę obowiązującego MPZP poprzedzać musi odpowiednio przyjęcie lub zmiana studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy (dalej jako: „studium”). Inaczej niż MPZP, studium nie stanowi wiążącego aktu prawa miejscowego, a jest jedynie dokumentem wewnętrznym wyrażającym politykę przestrzenną gminy. Ustalenia zapisane w studium są jednak wiążące przy sporządzaniu MPZP.

Zgodnie z regulacją obowiązującą od 25 września 2010 r. do 30 października 2021 r., jeżeli na obszarze gminy przewidywało się wyznaczenie obszarów, na których rozmieszczone będą urządzenia wytwarzające energię z OZE o mocy przekraczającej 100 kW, a także ich stref ochronnych związanych z ograniczeniami w zabudowie oraz zagospodarowaniu i użytkowaniu terenu, koniecznym elementem studium – a co za tym idzie MPZP – było ustalenie ich rozmieszczenia (zgodnie z art. 10 ust. 2a ustawy z 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym²¹, dalej jako: „UPZP”). Zgodnie z nowelizacją UPZP²² obowiązującą od 30 października 2021 r. podniesiono próg mocy urządzeń co do zasady objętych obowiązkiem ustalenia rozmieszczenia do 500 kW (z wyłączeniem wolnostojących urządzeń fotowoltaicznych, o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1000 kW, zlokalizowanych na gruntach rolnych stanowiących użytki rolne klas V, VI, VIz i nieużytki oraz urządzeń innych niż wolnostojące).

Organy przy sporządzaniu i uchwalaniu studium i MPZP lub ich zmiany, które przewidują lokalizację elektrowni wiatrowej

²¹ Dz.U. z 2020 r., poz. 293, tekst jednolity.

²² Dz.U. z 2021 r., poz. 1873.

Spatial planning and zoning

3.1. Local Spatial Development Plan

With the entry into force of the Act of May 20, 2016 on Wind Farm Investments (hereinafter the "Wind Farm Investment Act"), the location of wind farms with a capacity greater than that of a micro-installation become possible only on the basis of a local spatial development plan (hereinafter: the "zoning plan"). The Act introduced the so-called 10H rule, according to which the construction of a wind farm is only permitted within a minimum distance of ten times the total height of the wind power plant from a residential building (or a building with a mixed function including a residential function). This distance must also be maintained when locating a wind farm from nature protection forms and forest promotion complexes.

The zoning plan is an act of local law passed for all or for part of the area of a commune/municipality, which specifies the designation, conditions of development and spatial development of land and the location of public purpose investments. The adoption of a new zoning plan or an amendment to an existing one must be preceded by the adoption or amendment of a study of the conditions and directions for spatial development in the municipality (hereinafter: the "study"). Unlike a zoning plan, the study is not a binding act of local law, but merely an internal document expressing the municipality spatial policy. However, the provisions of the study are binding when drawing up the zoning plan.

Pursuant to the regulations in force from September 25, 2010 to October 30, 2021, if the commune/municipality planned to designate areas on which devices generating energy from RES with a capacity exceeding 100 kW will be located, as well as their protection zones associated with restrictions on development and land use and development, the necessary element of the study – and consequently of the zoning plan – was to determine their location (pursuant to Article 10(2a) of the Act of March 27, 2003 on spatial planning and development (UPZP), hereinafter referred to as: "Spatial Planning Act"). Pursuant to the amendment to the Spatial Planning Act²¹ effective as of October 30, 2021²², the power threshold for devices generally subject to the obligation to determine their location was raised to 500 kW (with the exception of freestanding photovoltaic devices with an installed electrical power of no more than 1,000 kW, located on agricultural land constituting agricultural land of classes V, VI, VIz and wasteland, and devices other than freestanding).

When preparing and adopting studies and zoning plans, or amendments thereto, which provide for the location of a wind

²¹ Consolidated text: Journal of Laws of 2020, item 293.

²² Journal of Laws of 2021, item 1873.

na terenie gminy, uwzględniają minimalną odległość wynikającą z zasady 10H. Zgodnie z przepisami ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, MPZP musi określać całkowitą wysokość elektrowni wiatrowej i obejmować powinien co najmniej obszar, na którym, przy zachowaniu ustawowej minimalnej odległości, nie mogą być zlokalizowane nowe budynki mieszkalne albo budynki o funkcji mieszanej, w skład której wchodzi funkcja mieszkaniowa, a którego granice są wyznaczone z uwzględnieniem maksymalnej całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej określonej w tym MPZP. Przepisy przejściowe tej ustawy wskazują, że zachowują ważność zarówno studia uchwalone przed jej wejściem w życie (tj. przed 16 lipca 2016 r.), jak i obowiązujące w tym dniu MPZP. Jednak jeżeli w takim MPZP przewiduje się lokalizację elektrowni wiatrowej, która nie spełnia wymogów odległościowych, odmawia się wydania pozwolenia na budowę oraz decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla takiej inwestycji.

Dokonanie wyboru lokalizacji farmy wiatrowej wymaga zatem szczegółowej weryfikacji sytuacji planistycznej na danym obszarze, tj. czy na obszarze takim obowiązuje MPZP, a w przypadku odpowiedzi pozytywnej – czy obowiązujący MPZP dopuszcza lokalizację planowanej inwestycji. W wypadku braku MPZP lub postanowień wyłączających taką możliwość konieczne będzie uchwalenie lub zmiana MPZP.

Procedura uchwalenia i zmiany MPZP jest tożsama. Wymaga ona m.in. podjęcia odpowiedniej uchwały przez radę gminy i publicznego ogłoszenia o przystąpieniu do sporządzania MPZP wraz z informacją o możliwości składania do niego wniosków, sporządzenia prognozy oddziaływania na środowisko dla projektu MPZP wraz z rozpatrzeniem złożonych wniosków, wyłożenia projektu MPZP wraz z prognozą do publicznego wglądu, a finalnie podjęcia uchwały w przedmiocie uchwalenia MPZP. Inwestor może zostać obciążony kosztami wynikającymi ze zmiany lub uchwalenia MPZP, gdy obowiązek pokrycia takich kosztów przewidują przepisy prawa powszechnie obowiązującego. Przeprowadzenie procedury planistycznej leży jednak wyłącznie w gestii gminy – w aktualnym stanie prawnym nie ma instrumentu prawnego nakładającego obowiązek podjęcia przez radę gminy procedury planistycznej (w zakresie uchwalenia czy też zmiany MPZP).

Uchwalenie lub zmiana MPZP będzie również konieczna, gdy posadowienie siłowni wiatrowych planowane jest na gruntach rolnych o wysokiej klasie bonitacyjnej gleby (klasa I–III). Zlokalizowanie inwestycji farmy wiatrowej na takich gruntach wymaga bowiem zmiany przeznaczenia w MPZP gruntów rolnych na cele nierolnicze oraz uzyskania w tym celu zgody ministra właściwego do spraw rozwoju wsi. Z obowiązku uzyskania zgody ministra na zmianę przeznaczenia gruntów na cele nierolnicze wyłączone zostały kategorie gruntów, które spełniają łącznie 4 przesłanki wymienione w ustawie z 3 lutego 1995 r. o ochronie gruntów rolnych i leśnych²³, tj.

²³ Dz.U. z 2017 r., poz. 1161, tekst jednolity.

farm, the authorities should consider the minimum distance resulting from the 10H rule. Pursuant to the provisions of the Wind Energy Investment Act, a zoning plan must specify the total height of a wind farm and should include at least an area in which, while maintaining the statutory minimum distance, no new residential buildings or buildings with a mixed function that includes a residential function may be located and which boundaries are determined with respect to the maximum total height of a wind farm specified in that zoning plan. The interim provisions of Wind Energy Investment Act indicate that studies adopted before its entry into force (i.e. before July 16, 2016), as well as the zoning plans in force on that date, remain valid. However, if such zoning plan provides for the location of a wind farm which does not meet the distance requirements, the issuance of a building permit, as well as an environmental decision for such investment, is prohibited.

Choosing the location for the wind farm requires a detailed verification of the planning situation in the given area, i.e. whether there is a zoning plan in place and whether the existing zoning plan allows the location of the planned investment. If there is no zoning plan or there are no provisions allowing for such a possibility, it will be necessary to adopt or amend a zoning plan.

The procedure for adopting and amending a zoning plan is identical. It requires, among others, adopting an appropriate resolution by the municipal council and a public announcement on the preparation of a zoning plan and a call for applications thereto, preparation of an environmental impact forecast for the draft zoning plan with consideration of the submitted applications, submission of the draft zoning plan with the forecast for public review, and finally adoption of a resolution on (amending) the zoning plan. The investor may be charged with costs resulting from the amendment or adoption of the zoning plan if the obligation to cover such costs is imposed on the investor by applicable provisions of law. However, the the commune/municipality is solely responsible for carrying out the planning procedure – under the current state of law there is no legal instrument that imposes an obligation on the municipality council to undertake a planning procedure (to adopt or amend a zoning plan).

Adoption or amendment of the zoning plan will also be necessary when the wind farm is located on agricultural land with high soil quality class (class I–III). Locating a wind farm investment on such land requires a change of the designation of the agricultural land for non-agricultural purposes in the zoning plan and obtaining the consent of the minister responsible for rural development. The obligation to obtain the minister's approval for changing the designation of land for non-agricultural purposes, excludes categories of land that meet all four of the conditions listed in the Act of February 3, 1995 on the protection of agricultural and forestry land,²³ i.e:

²³ Consolidated text: Journal of Laws of 2017, item 1161.

- co najmniej połowa powierzchni każdej zwartej części gruntu zawiera się w obszarze zwartej zabudowy,
- położone są w odległości nie większej niż 50 m od granicy najbliższej działki budowlanej,
- położone są w odległości nie większej niż 50 m od drogi publicznej,
- ich powierzchnia nie przekracza 0,5 ha, bez względu na to, czy stanowią jedną całość, czy stanowią kilka odrębnych części.

Przepisy MPZP są podstawą dla wydawania decyzji administracyjnych, w tym decyzji kluczowych dla realizacji farmy wiatrowej, jak decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach czy pozwolenie na budowę. Od przeprowadzenia procedury planistycznej będzie zatem zależeć, czy projekt farmy wiatrowej zrealizowany zostanie bez żadnego ryzyka prawnego, które mogłoby w przyszłości skutkować wstrzymaniem produkcji.

Warto zwrócić uwagę, że:

- pożądanym jest, aby MPZP obejmował swym zakresem wszystkie urządzenia infrastruktury farmy wiatrowej;
- postanowienia MPZP powinny określać maksymalne parametry turbin wiatrowych (np. wysokość wieży, średnicę wirnika, oddziaływanie akustyczne), zamiast wskazywania konkretnych wartości – określenia te powinny być bowiem na tyle elastyczne, aby zapewniały możliwość modyfikacji parametrów urządzeń do potrzeb inwestora, bez konieczności późniejszej zmiany MPZP;
- zapewnienie prawidłowego udziału społeczeństwa jest szczególnie ważnym elementem procedury planistycznej. Uchybienie obowiązkowi ogłoszenia o przystąpieniu do sporządzania MPZP oraz umożliwienia lokalnej społeczności zapoznania się z projektem MPZP i składanie do niego uwag może skutkować nieważnością MPZP;
- istotne naruszenie zasad sporządzania studium lub MPZP, istotne naruszenie trybu ich sporządzania, a także naruszenie właściwości organów w tym zakresie, powodują nieważność MPZP w całości lub części;
- w terminie 30 dni od doręczenia uchwały o przyjęciu/zmianie MPZP właściwy wojewoda może stwierdzić jej nieważność z powodu sprzeczności z prawem. Po upływie tego terminu wojewoda w każdym czasie może także zaskarżyć obowiązujący MPZP do sądu administracyjnego;
- każdy, którego interes prawny został naruszony poprzez uchwalenie MPZP, może zaskarżyć MPZP do sądu administracyjnego, żądając stwierdzenia jego nieważności. Możliwość stwierdzenia nieważności MPZP nie jest ograniczona terminem, a sąd może orzec jego nieważność po spełnieniu ustawowych przesłanek niezależnie od daty uchwalenia MPZP. Co do zasady, interes prawny do zaskarżenia MPZP mają właściciele nieruchomości znajdujących się na terenie nim objętym. Właściciel musi udowodnić, że zaskarżony MPZP nie tylko narusza obowiązujące prawo, ale poprzez naruszenie prawa jednocześnie pozbawia go pewnych uprawnień albo unie-

- at least half of the area of each plot of land is contained in a dense building area;
- are located no more than 50 meters from the nearest building plot boundary;
- are located no more than 50 meters from a public road;
- their area does not exceed 0.5 ha, regardless of whether they constitute one whole or several separate parts.

The provisions of the zoning plan are the basis for issuance of administrative decisions, including decisions crucial for the execution of the wind farm, such as the environmental decision or the building permit. Therefore, the planning procedure will determine whether the wind farm project will be executed without legal risks, which could result in suspension of the electricity production in the future.

It should be noted that:

- it is desirable that the zoning plan includes in its scope all the infrastructure of the wind farm;
- provisions of the zoning plan should specify the maximum parameters of the wind turbines (e.g. height of the tower, diameter of the rotor, acoustic impact) instead of indicating specific values – these terms should be flexible enough to provide the possibility to modify the technical parameters to the needs of the investor, without the necessity to later modify the zoning plan;
- ensuring proper public participation is a particularly important element of the planning procedure. Failure to comply with the obligation to announce the commencement of preparation of the zoning plan and to provide the local community with the opportunity to review the draft zoning plan and to submit comments may result in the invalidation of the zoning plan;
- significant violation of the principles of preparing a study or a zoning plan, significant violation of the procedure for their preparation, as well as violation of the competence of the authorities in this respect can result in the zoning plan invalidation in whole or in part;
- within 30 days from the delivery of a resolution adopting/amending a zoning plan, the competent authority (Pol. *wojewoda*) may declare invalidity of the resolution as contrary to the law. After expiration of this deadline, the zoning plan may at any time be challenged in an administrative court;
- any person whose legal interest has been violated by the adoption of the zoning plan may challenge it in an administrative court and demand its invalidation. This possibility is not limited in time and the court may declare the zoning plan invalid if the statutory conditions are met, regardless of the date the zoning plan was adopted. As a rule, the owners of the real estate located within the area covered by the zoning plan have a legal interest in challenging it. The landowner must prove that the challenged zoning plan not only violates the applicable law, but also that the violation of the law deprives his rights or prevents their

możliwia ich realizację²⁴. 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;

Rząd pracuje obecnie nad liberalizacją zasady 10H i uelastycznieniem wymogów odległościowych lokalizowania elektrowni wiatrowych. Podstawowe założenia projektu ustawy zmieniającej ustawę z 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych obejmują:

- utrzymanie podstawowej zasady lokalizowania nowych elektrowni wiatrowych wyłącznie na podstawie MPZP, z tym, że obowiązek sporządzenia MPZP lub jego zmiany na potrzeby danej inwestycji będzie dotyczył wyłącznie obszaru prognozowanego oddziaływania elektrowni wiatrowej, a nie, jak dotychczas, całego obszaru wyznaczonego dla obszaru w promieniu wyznaczonym przez dziesięciokrotność całkowitej wysokości projektowanej elektrowni wiatrowej;
- możliwości określania w MPZP innej odległości elektrowni wiatrowej od budynku mieszkalnego, mając na uwadze zasięg oddziaływań elektrowni wiatrowej z uwzględnieniem określonej w projekcie ww. nowelizacji bezwzględnej odległości minimalnej, tj. 500 m (projekt nowelizacji zakłada, że podstawę dla określania wymaganej minimalnej odległości od zabudowań mieszkalnych będą stanowiły wyniki przeprowadzonej prognozy oddziaływania na środowisko wykonywanej dla danego projektu MPZP);
- wprowadzenie obowiązku po stronie gminy do przeprowadzenia dodatkowych konsultacji obejmujących dyskusje publiczne z zainteresowanymi mieszkańcami.

3.2. Decyzja o warunkach zabudowy

Lokalizowanie elektrowni wiatrowych do czasu wejścia w życie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych dopuszczalne było także na podstawie decyzji o warunkach zabudowy (dalej jako: „decyzja WZ”) będącej alternatywnym do MPZP instrumentem planowania przestrzennego. Możliwość ta została wyłączona poprzez wprowadzenie obowiązku lokalizacji farm wiatrowych wyłącznie na podstawie MPZP. Zgodnie z przepisami przejściowymi tej ustawy postępowanie w przedmiocie wydania decyzji WZ, dotyczące elektrowni wiatrowych, wszczęte i niezakończone do dnia jej wejścia w życie, podlegają umorzeniu, a decyzje WZ wydane przed tym dniem tracą moc – chyba że przed dniem wejścia w życie ustawy wobec inwestycji nimi objętych wszczęto postępowanie o wydanie pozwolenia na budowę.

3.3. Decyzja o lokalizacji inwestycji celu publicznego

Choć pożądanym jest, aby MPZP obejmował wszystkie elementy infrastrukturalne farmy wiatrowej, wynikający z ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych

²⁴ Wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z 12 marca 2013 r., sygn. akt I OSK 1761/12.

exercise.²⁴ The owner cannot refer to a purely hypothetical situation, for instance, that due to the construction of a wind farm he will not be able to use the agricultural property for construction purposes in the future;

The government is currently working on relaxing the 10H rule and making distance requirements for the location of wind farms more flexible. The basic premises of the draft law amending the Law of May 20, 2016 on investments in wind power plants include:

- maintaining the basic principle of locating new wind power plants only on the basis of a zoning plan, with the reservation that the obligation to prepare a zoning plan or to amend it for the purposes of a given investment will apply only to the area of the forecasted impact of the wind power plant, and not, as was the case so far, to the entire area within the radius determined by the tenfold of the total height of the planned wind power plant;
- possibility to determine in the zoning plan a different distance of a wind power plant from a residential building, taking into account the range of impacts of a wind power plant and the absolute minimum distance specified in the draft of the above-mentioned amendment, i.e. 500 m (the draft amendment provides that the basis for determining the required minimum distance from residential buildings will be the results of the environmental impact assessment carried out for the given draft zoning plan);
- introduction of an obligation on the part of the commune/municipality to conduct additional consultations including public discussions with interested residents.

3.2. Zoning decision

Until the entry into force of the Wind Farm Investment Act, the localization of wind farms was also permitted based on the zoning decision (Pol: WZ, hereinafter: the "zoning decision"), which is an alternative spatial planning instrument to the zoning plan. This alternative was excluded by introducing the obligation to locate wind farms only on a basis of a zoning plan. Pursuant to the interim provisions of the Wind Farm Investment Act, proceedings for issuance of a zoning decision for wind farms, initiated and not completed by the date of the Act's entry into force, are subject to expiration, and the zoning decisions issued prior to that date lose their validity – unless before the date of the Act's entry into force the proceedings for the issuance of a building permit have been initiated with respect to investments covered by them.

3.3. Decision on the location of a public purpose investment

Although it is desirable for the zoning plan to cover all infrastructural elements of the wind farm, the obligation resulting from the Wind Farm Investment Act to locate the wind power

²⁴ See the judgment of the Supreme Administrative Court of March 12, 2013, ref. no. I OSK 1761/12.

obowiązek lokalizowania elektrowni wiatrowych wyłącznie na podstawie MPZP nie znajduje zastosowania do pozostałych elementów infrastruktury farmy wiatrowej. W przypadku gdy takie elementy są zlokalizowane na terenach, na których nie obowiązuje MPZP, może zostać uzyskana decyzja o lokalizacji inwestycji celu publicznego (dalej jako: „decyzja LICP”). Uzyskanie powyższej decyzji będzie możliwe wyłącznie dla inwestycji stanowiących cele publiczne²⁵, o ile spełnione zostaną warunki określone w UPZP. Infrastruktura techniczna farmy wiatrowej, taka jak linia kablowa, uznawana jest za inwestycję celu publicznego, w myśl art. 6 pkt 2 ustawy o gospodarce nieruchomościami²⁶, i możliwe jest uzyskanie dla niej decyzji LICP²⁷.

Warto zwrócić uwagę, że przed wprowadzeniem obowiązku lokalizowania elektrowni wiatrowych na podstawie MPZP decyzja LICP była alternatywnym instrumentem planistycznym również dla jednostek wytwórczych. Jak przesądziło jednak orzecznictwo, urzędnicy wytwarzający energię elektryczną nie stanowią inwestycji celu publicznego. Wobec tego w praktyce orzeczniczej sądów administracyjnych zdarzało się, że decyzje LICP wydane dla siłowni wiatrowych były uznawane za wydane z rażącym naruszeniem prawa²⁸. Jak rozstrzygnął jednak Naczelny Sąd Administracyjny²⁹, opowiedzenie się przez organ za jedną z prezentowanych w orzecznictwie wykładni prawa i danie temu wyrazu w decyzji nie może być traktowane jako rażące naruszenie prawa. Wobec tego decyzja LICP wydana dla inwestycji polegającej na budowie siłowni wiatrowej nie jest dotknięta wadą rażącego naruszenia prawa. Samo błędne zakwalifikowanie elektrowni wiatrowej do katalogu inwestycji celu publicznego nie uzasadnia stwierdzenia nieważności ostatecznej decyzji celu publicznego.

4 Ochrona środowiska

4.1. Ocena oddziaływania na środowisko

W toku postępowania o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach (dalej: „DŚU”) może zajść konieczność przeprowadzenia oceny oddziaływania danego przedsięwzięcia na środowisko (tzw. OOŚ). OOŚ to postępowanie oceniające wpływ planowanego przedsięwzięcia na środowisko, które obejmuje weryfikację raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko (dalej jako: „Raport OOŚ”),

²⁵ Zgodnie z art. 2 pkt 5 UPZP inwestycją celu publicznego są działania o znaczeniu lokalnym (gminnym) i ponadlokalnym (powiatowym, wojewódzkim i krajowym), a także krajowym (obejmującym również inwestycje międzynarodowe i ponadregionalne), oraz metropolitalnym (obejmującym obszar metropolitalny) bez względu na status podmiotu podejmującego te działania oraz źródła ich finansowania, stanowiące realizację celów, o których mowa w art. 6 ustawy z 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami.

²⁶ Dz.U. 2020 r., poz. 1990, tekst jednolity.

²⁷ Zob. np. Wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z 4 sierpnia 2011 r., sygn. akt II OSK 1133/11.

²⁸ Wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Warszawie z 19 czerwca 2013 r., sygn. akt IV SA/Wa 750/13.

²⁹ Wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z 2 czerwca 2015 r., sygn. akt II OSK 2669/13.

plants only on the basis of the zoning plan does not apply to the remaining elements of the wind farm infrastructure. If such elements are located in areas where the zoning plan does not apply, a decision on the location of a public purpose investment can be obtained (hereinafter: the "LPPI decision"). Obtaining the LPPI decision will be possible only for investments constituting public purposes,²⁵ provided that the conditions specified in the Spatial Planning Act are met. Technical infrastructure of the wind farm such as the cable line is considered to be a public purpose investment pursuant to Article 6 (2) of the Act on real estate management,²⁶ and thus it is possible to obtain the LPPI decision for such infrastructure.²⁷

It should be noted that prior to the introduction of the obligation to locate wind farms on a basis of zoning plan, the LPPI decision was an alternative planning instrument also for electricity generation units. However, as it has been determined by the case law, power generating units do not constitute a public purpose investment. Therefore, the judicature of administrative courts considers LPPI decisions issued for wind power plants as issued in violation of law.²⁸ However, as the Supreme Administrative Court stated,²⁹ the fact that an authority opted for one of the interpretations of law presented in the case law and followed it in a subsequent decision, cannot be treated as a gross violation of law. Therefore, the LPPI decisions issued for a wind farm is not affected by a violation of law. The mere erroneous classification of the wind farm in the catalog of public purpose investments, does not justify the invalidation of the final LPPI decision.

Environmental protection

4.1. Environmental Impact Assessment

In the course of proceedings for issuing the decision on environmental conditions, it may be necessary to conduct the environmental impact assessment of the project (hereinafter: the "EIA"). EIA is a procedure which evaluates the impact of the planned project on the environment and includes verification of the environmental impact assessment report (hereinafter: the "EIA report"), obtaining

²⁵ Pursuant to Article 2(5) of the Spatial Planning Act, a public purpose investment is an activity of local (commune) and supra-local (county, voivodship and national) significance, as well as national (also including international and supra-regional investments) and metropolitan (including a metropolitan area), regardless of the status of the entity undertaking such activity and the sources of its financing, constituting the realization of goals mentioned in Article 6 of the Act of August 21, 1997 on real estate management.

²⁶ Consolidated text: Journal of Laws. 2020, item 1990.

²⁷ See the judgment of the Supreme Administrative Court of August 4, 2011, ref. no. II OSK 1133/11.

²⁸ See the judgment of the Provincial Administrative Court in Warsaw of June 19, 2013, ref. no. IV SA/Wa 750/13.

²⁹ See the judgment of the Supreme Administrative Court of June 2, 2015, ref. no. II OSK 2669/13.

uzyskanie wymaganych opinii i uzgodnień oraz zapewnienie możliwości udziału społeczeństwa w postępowaniu, uregulowane przepisami ustawy z 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko³⁰.

Raport OOS jest wymagany w wypadku, gdy planowane przedsięwzięcie zalicza się do przedsięwzięć mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko. Dokument ten może być wymagany również w wypadku, gdy planowane przedsięwzięcie zaliczane będzie do przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko, gdy w trakcie postępowania taki obowiązek zostanie nałożony na inwestora przez organ prowadzący sprawę.

Elektrownie wiatrowe o mocy nominalnej do 100 MW zaliczane są do przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko. Organ po zasięgnięciu opinii wyspecjalizowanych organów (regionalnej dyrekcji ochrony środowiska, Państwowej Inspekcji Sanitarnej oraz Państwowego Gospodarstwa Wodnego Wody Polskie) podejmuje decyzję o konieczności przeprowadzenia procedury związanej z OOS w odniesieniu do przedsięwzięcia objętego wnioskiem.

Konieczność przeprowadzenia OOS związana jest wówczas z nałożeniem na inwestora obowiązku sporządzenia pełnego Raportu OOS. Organ określa wówczas zakres wymaganego Raportu OOS oraz jednocześnie zawiesza postępowanie do czasu złożenia pełnego raportu.

Raport OOS powinien przedstawiać opis co najmniej 3 wariantów realizacji przedsięwzięcia: wariant proponowany przez wnioskodawcę, racjonalny wariant alternatywny oraz racjonalny wariant najkorzystniejszy dla środowiska. Co więcej, Raport OOS powinien zawierać informację na temat kumulowania się oddziaływań przedsięwzięć realizowanych, zrealizowanych lub planowanych, dla których wydano DŚU, znajdujących się na terenie, na którym planuje się realizację przedsięwzięcia, oraz w obszarze oddziaływania przedsięwzięcia lub których oddziaływania mieszczą się w obszarze oddziaływania planowanego przedsięwzięcia – w zakresie, w jakim ich oddziaływania mogą prowadzić do skumulowania oddziaływań z planowanym przedsięwzięciem. Istotne jest także przedstawienie informacji nt. oddziaływania akustycznego przedsięwzięcia na środowisko. W Raporcie OOS należy także szczegółowo zbadać wpływ farmy wiatrowej na tereny podlegające ochronie, w tym na obszary Natura 2000.

Po przedłożeniu Raportu OOS przez inwestora organ występuje o uzgodnienie warunków realizacji przedsięwzięcia oraz przesyła Raport OOS do wyspecjalizowanych organów w celu zasięgnięcia ich opinii, tj. regionalnej dyrekcji ochrony środowiska, Państwowej Inspekcji Sanitarnej oraz Państwowego Gospodarstwa Wodnego Wody Polskie.

³⁰ Dz.U. z 2021 r., poz. 2373, tekst jednolity.

required opinions and agreements and providing the possibility of public participation in the proceedings, regulated by the provisions of the Act of October 3, 2008 on the provision of information on the environment and its protection, public participation in environmental protection and environmental impact assessments.³⁰

The EIA report is required in case when the planned project is classified as a project that may always have a significant impact on the environment. This document may also be required if the planned project is classified as a project that may potentially significantly affect the environment, if during the proceedings such an obligation will be imposed on the investor by the authority conducting the proceedings.

Wind farms with a total capacity of up to 100 MW are classified as projects that may potentially significantly affect the environment. The authority, after consultation with specialized bodies (Regional Environmental Protection Directorate, the State Sanitary Inspectorate and the State Water Management Company), decides if it is necessary to conduct the EIA procedure with respect to the project.

The necessity to conduct the EIA is then related to imposing on the investor an obligation to prepare a full EIA report. The authorities determine the scope of the required EIA Report and at the same time suspend the proceedings for issuing the decision on environmental conditions, until the full report is submitted.

The EIA report should describe at least 3 variants of the project: variant proposed by the applying party, rational alternative variant and rational variant which is the most beneficial for the environment. Moreover, the EIA report should contain information on the cumulative impact of the executed, completed or planned projects for which the decision on environmental conditions was issued, located in the area where the project is planned to be located and in the area of impact of the projects or which are within the area of impact of the planned project – to the extent to which their effects can lead to the cumulative impact with the planned project. It is also important to present the information on the acoustic impact of the project on the environment. In the EIA report the impact of the wind farm on the areas subject to protection, including the Nature 2000 areas, should also be examined in detail.

After the EIA report is submitted by the investor, the authority applies for setting the project execution conditions and sends the EIA report to other specialized authorities in order to obtain their opinions, i.e. the Regional Environmental Protection Directorate, the State Sanitary Inspectorate and the State Water Management Authority. During the consul-

³⁰ Consolidated text : Journal of Laws of 2021, item 2373.

W toku uzgodnień może zdarzyć się konieczność przedstawienia przez inwestora dodatkowych wyjaśnień lub uzupełnień Raportu OOŚ.

Kluczowym elementem procedury OOŚ jest także zapewnienie udziału społeczeństwa w postępowaniu. Do czynności mających na celu zagwarantowanie czynnego udziału społeczeństwa zaliczane jest m.in. prawidłowe informowanie społeczeństwa o wszczęciu postępowania i rozstrzygnięciach zapadłych w jego toku, udostępnienie tych informacji w odpowiednim Biuletynie Informacji Publicznych, ogłaszanie w siedzibie organu czy obwieszczenie w sposób zwyczajowo przyjęty. Co więcej, ważne jest także zapewnienie przez organ możliwości udziału w konsultacjach społecznych czy organizacja rozprawy administracyjnej otwartej dla publiczności, jeśli miałyby to przyspieszyć lub uprościć postępowanie. Organ nie ma obowiązku przychylić się do uwag i wniosków składanych w toku procedury z udziałem społeczeństwa. Jego obowiązkiem jest jednak rozważenie wszelkich złożonych wniosków oraz odniesienie się do wyników tego postępowania w uzasadnieniu DŚU.

Po pomyślnym przeprowadzeniu opisanej powyżej procedury OOŚ organ wydaje DŚU, w której określa warunki realizacji przedsięwzięcia, uwzględniając wymogi z postanowień uzgodnieniowych. Wydając DŚU, organ bierze pod uwagę następujące elementy: wyniki opinii i uzgodnień z organami wyspecjalizowanymi, ustalenia zawarte w Raporcie OOŚ, wyniki postępowania z udziałem społeczeństwa oraz wyniki postępowania w sprawie oddziaływania transgranicznego na środowisko, o ile było przeprowadzone.

4.2. Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach (DŚU)

Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach jest jedną z pierwszych decyzji uzyskiwanych w toku procesu inwestycyjno-budowlanego związanego z realizacją farmy wiatrowej. Wydanie DŚU następuje przed uzyskaniem pozostałych decyzji inwestycyjnych, w tym pozwolenia na budowę. Organem właściwym do wydania DŚU dla elektrowni wiatrowych jest regionalny dyrektor ochrony środowiska.

Do wniosku o wydanie DŚU należy dołączyć m.in. kartę informacyjną przedsięwzięcia, która przedstawia podstawowe informacje na temat projektu, poświadczoną przez właściwy organ kopię mapy ewidencyjnej obejmującej przewidywany teren, na którym będzie realizowane przedsięwzięcie oraz przewidywany obszar, na który będzie oddziaływać przedsięwzięcie w wariantcie zaproponowanym przez wnioskodawcę, czy wypis z rejestru gruntów lub inny dokument pozwalający na ustalenie stron postępowania, a także wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego.

tations process it may happen that the applying party may have to present additional clarifications or supplements to the EIA Report.

Ensuring public participation in the proceedings is also a key element of the EIA procedure. Actions aimed at ensuring active participation of the public include i.a. proper information of the public about commencing the proceedings and decisions made in the course of the proceedings, making such information available in the relevant Public Information Bulletin, hanging announcement at the office of the authority or making announcements in other customary manner. Moreover, it is also important for the authority to ensure the possibility to participate in public consultations or to organize an administrative hearing open to the public if that would accelerate or simplify the proceedings. The authority is not obliged to accept comments and applications submitted in the course of the public participation procedure. It is, however, required to consider all the submitted applications and refer to the results of this procedure in the justification of the decision on environmental conditions.

After successful completion of the above-mentioned procedure, the authority issues the EID, in which it defines the conditions for the realization of the project by taking into account the requirements of the arrangements. When issuing the decision on environmental conditions, the authority shall take into account the following elements: the results of the opinions and consultations with the specialized authorities, the findings of the EIA Report, the results of the proceedings with the participation of the society and the results of the proceedings on transboundary environmental impact, if any.

4.2. Decision on environmental conditions

The decision on environmental conditions is one of the first decisions obtained in the course of the investment and construction process associated with the execution of a wind farm. The issuance of the EID takes place before other investment decisions, including the building permit, are obtained. The authority competent to issue the decision on environmental conditions for wind power plants is the regional director for environmental protection

The application for the decision on environmental conditions includes the project information sheet, which presents the basic information about the project, a copy of the cadastral map certified by the competent authority, covering the area where the project will be constructed, or an extract from the land register or another document that allows to identify the parties to the proceedings, as well as an extract from the zoning plan.

Na skutek nowelizacji³¹, która weszła w życie 13 maja 2021 r., wprowadzono możliwość wstrzymania wykonania DŚU, co będzie mogło zostać dokonane dwukrotnie, tj. przez organ drugiej instancji rozpoznający odwołanie, a następnie przez sąd rozpatrujący skargę na DŚU. Jednocześnie wstrzymanie wykonania DŚU będzie powodować obligatoryjne zawieszenie postępowania m.in. o wydanie pozwolenia na budowę dla inwestycji.

4.3. Regulacje dotyczące minimalnej odległości od zabudowań mieszkalnych i innych terenów chronionych

W myśl przepisów ustawy z 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, która weszła w życie 16 lipca 2016 r., elektrownie wiatrowe mogą być lokalizowane wyłącznie na podstawie MPZP. Co więcej, ustawa ta wprowadziła minimalną odległość od elektrowni wiatrowej do zabudowań mieszkalnych lub form ochrony przyrody oraz leśnych kompleksów promocyjnych. Odległość ta powinna być równa lub większa od dziesięciokrotności wysokości elektrowni wiatrowej mierzonej od poziomu gruntu do najwyższego punktu budowli, wliczając elementy techniczne, w szczególności wirnik wraz z łopatom (tzw. zasada 10H).

Na mocy ww. ustawy organy wydające DŚU zostały zobligowane do badania przy wydawaniu tej decyzji, czy inwestycja polegająca na budowie elektrowni wiatrowych spełnia ww. zasady, w tym w szczególności zasadę 10H. Jeżeli inwestycja ta nie spełnia wymogów związanych z minimalną odległością, organ odmawia zgody na realizację przedsięwzięcia.

Aktualnie trwają prace legislacyjne zmierzające do złagodzenia zasady 10H. Główne założenia opublikowanego projektu zmiany tej ustawy (projekt z 27 kwietnia 2021 r., wpisany do wykazu prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów, nr z wykazu UD207) są następujące:

- zachowanie ogólnej zasady 10H, ale z jednoczesnym dopuszczeniem możliwości wprowadzenia w planie miejscowym innej odległości, lecz nie mniejszej niż zasięg oddziaływań elektrowni wiatrowej wynikający z prognozy oddziaływania na środowisko sporządzony dla tego planu i nie mniejszej niż 500 m;
- rezygnacja z konieczności zachowania odległości elektrowni wiatrowych od form ochrony przyrody i leśnych kompleksów promocyjnych;
- wprowadzenie minimalnej bezwzględnej odległości zabudowań mieszkalnych od elektrowni wiatrowych na poziomie 500 m;

³¹ Ustawa z 30 marca 2021 r. o zmianie ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko oraz niektórych innych ustaw, Dz.U. z 2021 r., poz. 784.

As a result of the amendment³¹ which came into force on May 13, 2021, the possibility to suspend the execution of the decision on environmental conditions was introduced, which will be possible twice, i.e. by the body of second instance which will consider the appeal and then by the court which will consider the complaint against the decision on environmental conditions. At the same time, suspension of the execution of the decision on environmental conditions will result in obligatory suspension of the i.a. the proceedings for issuance of the building permit for the project.

4.3. Regulations on the minimum distance from residential buildings and other protected areas

Pursuant to provisions of the Wind Farm Investment Act, which entered into force on July 16, 2016, wind farms may only be located on a basis of a zoning plan. Moreover, the Act introduced a minimum distance from a wind farm to residential buildings or nature conservation forms and forest complexes. This distance should be equal to or greater than ten times the height of the wind turbine measured from the ground level to the highest point of the structure, including technical elements, particularly the rotor with blades (the so-called 10H rule).

Pursuant to the Wind Farm Investment Act, authorities issuing the the decision on environmental conditions are required to examine whether an investment consisting of construction of wind farms meets the aforementioned rules, in particular the 10H rule, when issuing such decisions. If the project does not meet the minimum distance requirements, the authority refuses to issue the the decision on environmental conditions.

Lawmakers are currently working to relax the 10H Rule. The main provisions of the published draft amendment to this law (draft dated April 27, 2021, included in the list of legislative and program work of the Council of Ministers, list number UD207) are as follows:

- retaining the general 10H rule, but allowing for the possibility of introducing a different distance in the local plan, that would be not less than the range of impacts of the wind power plant resulting from the environmental impact assessment prepared for this plan and not less than 500 m;
- resigning from the necessity to maintain the distance between wind power plants and forms of nature protection and forest promotion complexes;
- introducing the minimum absolute distance of residential buildings from wind turbines at 500 m;

³¹ Act of March 30, 2021, amending the Act on the provision of information about the environment and its protection, public participation in environmental protection and environmental impact assessments, and some other acts, Journal of Laws of 2021, item 784.

- obowiązkowe przeprowadzenie strategicznej oceny oddziaływania na środowisko dla projektu planu miejscowego przewidującego lokalizację elektrowni wiatrowych;
- wprowadzenie obowiązku przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko dla elektrowni wiatrowych bez względu na ich moc;
- wprowadzenie przepisów przejściowych pozwalających wydanie decyzji środowiskowych i pozwoleń na budowę dla elektrowni wiatrowych na podstawie dotychczasowych planów miejscowych, bez badania wymogu 10H, pod warunkiem zachowania 500 m odległości;
- rozbudowanie procedury uchwalania planu miejscowego przewidującego lokalizację elektrowni wiatrowych (m.in. wprowadzenie dodatkowych dyskusji publicznych na etapie uchwalania planu miejscowego, obowiązek uzyskania opinii wójta, burmistrza, prezydenta miasta gminy pobliskiej o projekcie planu przewidującego lokalizację elektrowni wiatrowej);
- wprowadzenie certyfikacji przez Prezesa Urzędu Dozoru Technicznego podmiotów wykonujących czynności i przeglądy serwisowe elementów technicznych elektrowni wiatrowej.

Niemniej w chwili publikacji tego opracowania nie został jednak jeszcze przedmiotowy projekt ustawy skierowany do Sejmu.

5 Prawo budowlane

5.1. Pozwolenie na budowę

Decyzja o pozwoleniu na budowę jest decyzją uzyskiwaną w toku procesu inwestycyjnego, pozwalającą na rozpoczęcie i prowadzenie robót budowlanych. Procedura jej uzyskania jest regulowana przepisami ustawy z 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane³² (dalej „Prawo budowlane”). Decyzja ta ma kluczowe znaczenie dla inwestorów. Aby wziąć udział w aukcji na wytwarzanie energii elektrycznej z instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującego energię wiatru na lądzie, niezbędne jest przedstawienie prawomocnego pozwolenia na budowę³³.

Do wniosku o wydanie pozwolenia na budowę dla elektrowni wiatrowej inwestor obowiązany jest przedłożyć m.in. DŚU, oświadczenie o posiadaniu prawa do dysponowania nieruchomością przeznaczoną pod lokalizację farmy wiatrowej na cele budowlane, a także różne inne uzgodnienia, pozwolenia czy opinie wynikające z przepisów odrębnych (np. pozwolenie wodnoprawne, decyzję o lokalizacji inwestycji celu publicznego wydaną dla linii kablowej czy decyzję o wyłączeniu gruntów z produkcji rolnej). Warto podkreślić, że obecnie nie ma możliwości uzyskania pozwolenia na budowę w oparciu o decyzję o warunkach zabudowy wydaną dla elektrowni wiatrowej³⁴. Dlatego też inwestor może wystąpić

³² Dz.U. z 2021 r., poz. 2351, tekst jednolity.

³³ Zob. art. 75 ust. 5 pkt 2 Ustawy OZE.

³⁴ Zgodnie z art. 14 ust. 6 ustawy z 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, decyzje o warunkach

- mandatory strategic environmental impact assessment for a draft local plan providing for the location of wind power plants;
- introducing the obligation to conduct an environmental impact assessment for wind power plants regardless of their capacity;
- introducing transitional provisions allowing the issuance of environmental decisions and building permits for wind power plants on the basis of existing local plans, without examining the 10H requirement, provided that a distance of 500 m is kept;
- extending the procedure for adopting a local zoning plan providing for the location of wind power plants (including the introduction of additional public discussions at the stage of adopting a local plan, the obligation to obtain an opinion of the head of the commune, mayor, president of the city of a nearby commune on the draft plan providing for the location of a wind power plant);
- introducing certification by the President of the Office of Technical Inspection (UDT) of entities performing activities and maintenance inspections of technical elements of a wind power plant.

Nevertheless, at the time of publication of this study, the draft in question had not yet been referred to the Sejm.

Building Law

5.1. Building Permit

A building permit is a decision obtained in the course of an investment process allowing for the commencement and conduct of construction works. The procedure for obtaining it is regulated by the provisions of the Building Law of July 7, 1994³² (hereinafter referred to as the "Building Law"). This decision is of key importance to investors. In order to participate in an auction for the generation of electricity from renewable energy source using onshore wind energy, it is necessary to present a valid and final building permit.³³

The investor is obliged to attach to the application for a building permit for a wind farm, among others, the decision on environmental conditions, a statement on the right to dispose of the real estate for the location of the wind farm for construction purposes, as well as various other permits and opinions resulting from separate regulations (e.g. water permit, decision on the location of a public purpose investment issued for a cable line, a decision on excluding land from agricultural production). It should be noted that currently it is not possible to obtain a building permit based on the zoning decision issued for the wind farm.³⁴ Therefore,

³² Consolidated text: Journal of Laws of 2021, item 2351.

³³ See Article 75(5)(2) of the RES Act.

³⁴ Pursuant to Article 14(6) of the Wind Farm Investment Act, zoning decisions concerning wind farms issued prior to the entry into force of this Act (i.e. July 16, 2016) shall cease to be in force,

o wydanie pozwolenia na budowę dla elektrowni wiatrowej tylko wtedy, gdy lokalizacja elektrowni wiatrowej przewidziana została w MPZP.

Do wniosku o wydanie pozwolenia na budowę inwestor obowiązany jest dołączyć projekt budowlany. Mocą nowelizacji przepisów Prawa budowlanego³⁵, obowiązującej od 19 września 2020 r., wprowadzono nowy podział projektu budowlanego na projekt zagospodarowania działki lub terenu, projekt architektoniczno-budowlany oraz projekt techniczny. Projekt zagospodarowania działki lub terenu oraz projekt architektoniczno-budowlany podlegają zatwierdzeniu w drodze decyzji o pozwoleniu na budowę. Natomiast projekt techniczny nie jest przedkładany, sprawdzany i zatwierdzany przez organ administracji architektoniczno-budowlanej. Składa się go do nadzoru budowlanego dopiero na etapie ubiegania się o wydanie pozwolenia na użytkowanie. Warto zaznaczyć, że projekt budowlany sporządzany według norm obowiązujących przed ww. nowelizacją mógł być dołączany do wniosku o wydanie pozwolenia na budowę do 19 września 2021 r.³⁶

Organ odmówi wydania pozwolenia na budowę dla elektrowni wiatrowej, jeśli planowane zamierzenie nie będzie zgodne z ustaleniami MPZP, z wymaganiami ochrony środowiska określonymi w DŚU, a także, gdy przedsięwzięcie nie spełnia tzw. wymogu odległościowego wprowadzonego przepisami ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych. Oznacza to, że organ odmówi wydania pozwolenia na budowę dla elektrowni wiatrowej, jeśli ta elektrownia będzie znajdować się w odległości mniejszej niż dziesięciokrotność całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej od budynków mieszkalnych lub budynków o funkcji mieszanej, w skład której wchodzi funkcja mieszkaniowa, a także od form ochrony przyrody. Brak jest natomiast obowiązku badania przez organ administracji architektoniczno-budowlanej spełnienia wymogu odległościowego w przypadku zmiany decyzji o pozwoleniu na budowę wydanych przed 16 lipca 2016 r. (tj. przed wejściem w życie ustawy z 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych) albo wydanych po tej dacie, ale na podstawie przepisów dotychczasowych (art. 13 ust. 3a tej ustawy).

Organem administracji architektoniczno-budowlanej właściwym do wydania pozwolenia na budowę dla elektrowni wiatrowych od 16 lipca 2016 r. (tj. od dnia wejścia w życie ustawy z 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych) jest wojewoda. Wcześniej pozwolenia na budowę dla farmy wiatrowej wydawał starosta. Na tle ww. opisanej zmiany kompetencyjnej powstała wątpliwość co do tego, jaki organ jest właściwy w przypadku zmiany pozwolenia na budowę wydanego przez starostę. W świetle aktualnego orzecznictwa³⁷ organem właściwym w sprawie jest wojewoda.

zabudowy dotyczące elektrowni wiatrowych wydane przed wejściem w życie tej ustawy (tj. 16 lipca 2016 r.) tracą moc, chyba że przed tą datą wobec inwestycji nimi objętych wszczęto postępowania o wydanie pozwolenia na budowę.

³⁵ Ustawa z 13 lutego 2020 r. o zmianie ustawy Prawo budowlane oraz niektórych innych ustaw, Dz.U. z 2020 r., poz. 471;

³⁶ Art. 26 ustawy wskazanej w przypisie powyżej.

³⁷ Postanowienie Naczelnego Sądu Administracyjnego z 8 października 2019 r., sygn. akt II OW 112/19, postanowienie Naczelnego

the investor may apply for a building permit for a wind farm only when a location has been provided for in the zoning plan.

In order to apply for a building permit, the investor should provide a building permit design. By virtue of the recent amendment to the provisions of the Building Law³⁵ (in force since September 19, 2020), a new division of the building permit design into: (i) site development project, (ii) architectural-construction design and (iii) technical project was proposed. The site development project and the architectural-construction design are subject to approval by a decision on the building permit. The technical design is not submitted at this stage for the approval of architectural and construction authority. It is submitted to the construction supervisor authority only at the stage of applying for the occupancy permit. It is worth mentioning that a building permit design prepared in accordance with the standards in force before the above-mentioned amendment may be attached to the application for a building permit until September 19, 2021.³⁶

The authority will refuse to issue a building permit for a wind farm if the planned project does not comply with the provisions of the zoning plan, environmental protection requirements specified in the EID, as well as when the project does not meet the so-called distance requirement introduced by the provisions of the Wind Farm Investment Act. This means that the authority will refuse to issue a building permit for a wind farm if it is located at a distance of less than ten times the total height of the wind farm from residential buildings or buildings with a mixed function, including a residential function, as well as from forms of nature protection. On the other hand, there is no obligation for the architectural and construction authority to examine the fulfilment of the distance requirement in case of amendments to building permit issued before July 16, 2016. (i.e. before the entry into force of the Wind Farm Investment Act) or issued after that date, but on a basis of existing regulations (Article 13(3a) of the said Act).

The architectural and construction authority competent to issue a building permit for wind farms from July 16, 2016. (i.e. from the day after the entry into force of the Wind Farm Investment Act) is the voivode (Pol. *wojewoda*). Previously, building permits for wind farms were issued by starost (Pol. *starosta*). Given the above change in competences of the administrative authorities, a doubt has arisen as to which authority is competent in case of a change to a building permit issued by starost. In the view of the current case law³⁷, the competent authority will be the voivode.

unless prior to that date proceedings for the issuance of a building permit were initiated in relation to investments covered by them.

³⁵ Act of February 13, 2020 amending the Building Law and certain other acts (Journal of Laws of 2020, item 471).

³⁶ See Article 26 of the above-mentioned Act.

³⁷ Decision of the Supreme Administrative Court of October 8, 2019, file reference II OW 112/19, decision of the Supreme Administrative Court of November 13, 2019, file reference II OW 119/19.

Stronami postępowania o wydanie pozwolenia na budowę są: inwestor, właściciele, użytkownicy wieczystości lub zarządcy nieruchomości znajdujących się w obszarze oddziaływania obiektu. Przez pojęcie „obszar oddziaływania obiektu” rozumie się teren wyznaczony w otoczeniu obiektu budowlanego na podstawie przepisów odrębnych, wprowadzających związane z tym obiektem ograniczenia w zabudowie tego terenu. Orzecznictwo stoi na stanowisku, że do przepisów odrębnych, do których odwołuje się definicja „obszaru oddziaływania obiektu” zalicza się przepisy ustawy z 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, a wobec tego, do kręgu stron postępowania o wydanie pozwolenia na budowę dla elektrowni wiatrowej należy zaliczyć podmioty znajdujące się w zasięgu dziesięciokrotnej całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej³⁸.

Warto zwrócić uwagę, że na mocy nowelizacji m.in. przepisów ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko oraz niektórych innych ustaw³⁹, obowiązującej od 13 maja 2021 r., rozszerzono katalog podmiotów, którym przysługiwać będzie prawo wniesienia odwołania od pozwolenia na budowę, poprzedzonego DŚU wydaną w postępowaniu wymagającym udziału społeczeństwa. Mianowicie, takie odwołanie przysługuje również organizacji ekologicznej powołującej się na swoje cele statutowe (jeżeli prowadzi ona działalność statutową w zakresie ochrony środowiska lub ochrony przyrody przez minimum 12 miesięcy przed dniem wszczęcia postępowania), także w przypadku, gdy nie brała ona udziału w postępowaniu prowadzonym przez organ pierwszej instancji, oraz stronie postępowania w sprawie wydania DŚU. Jednakże podkreślić należy, że przedmiotowe odwołanie przysługuje w zakresie, w jakim organ wydający pozwolenie na budowę jest związany decyzją środowiskową, co wyraża się m.in. w konieczności wskazania w odwołaniu, w jakim zakresie pozwolenie na budowę jest niezgodne z decyzją środowiskową lub nie uwzględnia jej postanowień.

Art. 37 ust. 1 Prawa budowlanego stanowi, że decyzja o pozwoleniu na budowę wygasa, jeżeli budowa nie została rozpoczęta przed upływem 3 lat od dnia, w którym decyzja ta stała się ostateczna lub budowa została przerwana na czas dłuższy niż 3 lata. Natomiast ustawa z 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych wprowadza przepis szczególny co do ważności pozwoleń na budowę wydanych dla elektrowni wiatrowych, stanowiąc, że pozwolenia na budowę dotyczące elektrowni wiatrowych, wydane przed dniem wejścia w życie tej ustawy (tj. 16 lipca 2016 r.) oraz wydane na podstawie postępowania wszczę-

Sądu Administracyjnego z 13 listopada 2019 r., sygn. akt II OW 119/19, postanowienie Naczelnego Sądu Administracyjnego z 13 kwietnia 2021 r., sygn. akt II OW 180/20.

³⁸ Wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z 15 stycznia 2020 r., sygn. akt II OSK 421/18.

³⁹ Ustawa z 30 marca 2021 r. o zmianie ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko oraz niektórych innych ustaw, Dz.U. z 2021 r., poz. 784.

The parties to the proceedings for the issuance of a building permit are: the investor, landowners, perpetual usufructuaries or administrators of properties located within the area of influence of the wind farm. The term "area of influence" refers to the area surrounding the wind farm on a basis of separate regulations, introducing related restrictions on the development of the area. The jurisprudence is of the opinion that the separate regulations affecting the understanding of the object impact area include the provisions of the Wind Farm Investment Act, and therefore the parties to the proceedings for the issuance of a building permit for a wind farm should include entities located within the range of ten times the total height of the wind farm.³⁸

It is worth noting that pursuant to the amendment to, i.a., the provisions of the Act on providing access to information about the environment and its protection, public participation in environmental protection and environmental impact assessments and certain other acts,³⁹ in force since May 13, 2021, a catalog of entities which will be entitled to file an appeal against a building permit preceded by a decision on environmental conditions issued in proceedings requiring public participation has been extended. Namely, such an appeal may also be lodged by an ecological organization referring to its statutory objectives (if it conducts statutory activity in the field of environmental protection or nature conservation for at least 12 months prior to the date of initiation of the proceedings), also in the case where it did not participate in the proceedings conducted by the body of first instance, as well as a party to the proceedings on the issuance of the decision on environmental conditions. It should be emphasized, however, that the appeal in question is entitled to the extent to which the authority issuing the building permit is bound by the environmental decision, which is expressed, among others, in the necessity to indicate in the appeal to what extent the building permit is inconsistent with the environmental decision or fails to take into account its provisions.

Article 37(1) of the Building Law provides that the building permit expires if the construction has not commenced before the expiration of 3 years from the date on which this decision became final or the construction has been interrupted for more than 3 years. On the other hand, the Wind Farm Investment Act establishes a specific provision as to the validity of building permits issued for wind farms, stipulating that building permits for wind farms issued before the date of entry into force of this Act (i.e. July 16, 2016) and issued on the basis of proceedings initiated and not completed by that date shall remain in force, provided that by July 16, 2021 a permit for use will be issued. At the

decision of the Supreme Administrative Court of April 13, 2021, file reference II OW 180/20.

³⁸ See the judgment of the Supreme Administrative Court of January 15, 2020, ref. no. II OSK 421/18.

³⁹ Act of March 30, 2021 amending the Act on providing information about the environment and its protection, public participation in environmental protection and environmental impact assessments, and some other acts, Journal of Laws of 2021, item 784.

tego i niezakończonego do tego dnia, zachowują moc, o ile do 16 lipca 2021 r. wydana zostanie decyzja o pozwoleniu na użytkowanie. Jednocześnie ustawa wskazuje, że w odniesieniu do pozwoleń na budowę dotyczących elektrowni wiatrowych, dla których nie wydano pozwolenia na użytkowanie w ww. terminie (tj. do 16 lipca 2021 r.), 3-letni termin, o którym mowa powyżej, a w którym inwestor jest zobowiązany do rozpoczęcia lub kontynuowania robót budowlanych, należy liczyć od 16 lipca 2021 r.

W celu zachowania ważności pozwolenia na budowę należy rozpocząć prace przygotowawcze w rozumieniu art. 41 ust. 2 ustawy Prawo budowlane, do których zalicza się wytyczenie geodezyjne obiektów w terenie, wykonanie niwelacji terenu, zagospodarowanie terenu budowy wraz z budową tymczasowych obiektów, wykonanie przyłączy do sieci infrastruktury technicznej na potrzeby budowy, i kolejno dokonać odpowiedniego wpisu w dzienniku budowy. Zgodnie z orzecnictwem administracyjnym ww. przepis zawiera zamknięty katalog prac przygotowawczych, które warunkują rozpoczęcie robót budowlanych. Wykonywanie innych prac przygotowawczych, których przepis ten nie obejmuje, nie może być uznane za rozpoczęcie lub kontynuację budowy⁴⁰.

W kontekście regulacji kluczowych dla pozwoleń na budowę należy również wspomnieć o art. 37b Prawa budowlanego, który wyłącza możliwości stwierdzenia nieważności pozwolenia na budowę w sytuacji, gdy upłynęło 5 lat od dnia doręczenia lub ogłoszenia tej decyzji. Przepis powyższy niewątpliwie znajdzie zastosowanie do pozwoleń na budowę wydanych po 19 września 2020 r., jednakże wobec niejasności przepisów intertemporalnych istnieją wątpliwości co do tego, czy znajdzie on zastosowanie również do pozwoleń na budowę wydanych przed tą datą⁴¹.

5.2. Zgłoszenie robót budowlanych

Zasadą jest, że pozwolenie na budowę dotyczy całego zamierzenia budowlanego, co oznacza, że z zasady wydawane jest jedno pozwolenie na budowę dla całej farmy wiatrowej, obejmujące elektrownie wiatrowe wraz z infrastrukturą towarzyszącą, czyli drogami dojazdowymi, liniami kablowymi i światłowodowymi, placami montażowymi itp. Jednakże inwestor może zdecydować się, aby wystąpić o wydanie pozwolenia na budowę dla wybranych obiektów danego zamierzenia budowlanego, mogących funkcjonować samodzielnie zgodnie z przeznaczeniem (np. w odniesieniu do wybranych elektrowni wiatrowych wraz z niezbędną infrastrukturą⁴²). W takim jednak wypadku zobowiązany jest

⁴⁰ Wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z 30 stycznia 2014 r., sygn. akt II OSK 2087/12.

⁴¹ W sprawie na razie wypowiedział się Wojewódzki Sąd Administracyjny w wyroku z 20 grudnia 2021 r., sygn. akt VII SA/Wa, wskazując, że do wszczętego i niezakończonego na 19 września 2020 r. postępowania w sprawie stwierdzenia nieważności decyzji o pozwoleniu na budowę przedmiotowy przepis nie znajdzie zastosowania.

⁴² Wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego we Wrocławiu z 3 marca 2015 r., sygn. akt II SA/Wr 809/14.

same time, the Wind Farm Investment Act indicates that with respect to building permits for wind farms for which permit for use is not issued by the aforementioned deadline (i.e. by July 16, 2021), the 3-year period mentioned above by which the investor is obliged to commence/continue the construction works, should be counted from July 16, 2021.

In order for the building permit to remain valid, construction preparatory works in line with Article 41 (2) of the Building Law must be commenced, which includes geodetic delineation of the object in the field, leveling of the terrain, development of the construction site including construction of temporary facilities, connecting to the technical infrastructure network for the purposes of the construction, and subsequently documented in the construction logbook. According to the case law of the administrative courts, the above-mentioned provision contains a closed catalog of preparatory works. Performing any other works, which are not covered by this list, cannot be considered as commencement or continuation of construction.⁴⁰

A key regulation for building permit is also Article 37b of the Building Law, which excludes the possibility of declaring a building permit invalid if 5 years have elapsed from the date of its delivery or announcement. The provision will certainly apply to building permits issued after September 19, 2020, however, due to unclear intertemporal provisions, there are doubts as to whether this provision also applies to building permits issued prior to that date.⁴¹

5.2. Notification of construction works

As a rule, the building permit refers to the whole construction project, which means that a single building permit is issued for the entire wind farm covering the wind power plants together with the accompanying infrastructure, i.e. access roads, cable and fiber optic lines, assembly sites, etc. However, the investor may decide to apply for a building permit for selected objects of a given construction project, which can function independently (e.g. for selected wind power plants together with the necessary infrastructure⁴²). In such case, however, the investor is obliged to present a site

⁴⁰ Judgment of the Supreme Administrative Court of January 30, 2014, ref. no. II OSK 2087/12.

⁴¹ So far, the Provincial Administrative Court has expressed its opinion in its judgment of December 20, 2021, file ref. no. VII SA/Wa, indicating that with respect to the proceedings initiated and not concluded as at September 19, 2020 in the matter of declaring the construction permit decision invalid, the provision in question will not apply.

⁴² Judgment of the Provincial Administrative Court in Wrocław of March 3, 2015, ref. no. II SA/Wr 809/14.

do przedstawienia projektu zagospodarowania działki lub terenu dla całego zamierzenia budowlanego⁴³.

Dlatego także uważa się, że wydanie pozwolenia na budowę na podstawie wniosku, obejmującego jedynie część, niemogącego prawidłowo funkcjonować samodzielnie, zamierzenia budowlanego stanowi naruszenie prawa. Podnoszone są głosy, że nie jest możliwe rozdzielanie poszczególnych etapów procesu budowlanego i eliminowanie obowiązku uzyskania pozwolenia na budowę poszczególnych jego części, gdyż stanowiłoby to obejście prawa. Wskazuje się, że Prawo budowlane nie przewiduje możliwości formalnego podziału zamierzenia inwestycyjnego i stosowania do tak podzielonych części odmiennych przepisów ustawy dotyczących pozwolenia na budowę lub zgłoszenia⁴⁴. Postępowanie o wydanie pozwolenia na budowę obejmuje całe zamierzenie budowlane nawet wtedy, gdy niektóre jego części, gdyby je budować oddzielnie, mogły być zrealizowane na podstawie zgłoszenia⁴⁵. W związku z tym podnosi się, że jeśli planowane roboty budowlane powiązane są z zamiarem budowy zespołu obiektów i urządzeń budowlanych, a zatem stanowią element szerszego zamierzenia inwestycyjnego, którego realizacja wymaga uzyskania pozwolenia na budowę, to brak jest możliwości do tak podzielonych części stosowania odmiennych przepisów prawa dotyczących pozwolenia lub zgłoszenia. Powyższe prowadzi do wniosku, że w sytuacji budowy farmy wiatrowej, w celu uniknięcia ryzyka administracyjno-budowlanego, lepsze jest wystąpienie z wnioskiem o całość zamierzenia w drodze pozwolenia na budowę, a nie występowanie z odrębnymi zgłoszeniami robót budowlanych.

5.3. Przystąpienie do użytkowania

Uzyskanie decyzji o pozwoleniu na użytkowanie jest konieczne w przypadku elektrowni wiatrowych, które zostały zaliczone do kategorii XXIX załącznika do Prawa budowlanego – wolno stojące kominy i maszty oraz części budowlane elektrowni wiatrowych. Warto zwrócić uwagę, że przed złożeniem wniosku o pozwolenie na użytkowanie inwestor zobowiązany jest m.in. do zawiadomienia Państwowej Inspekcji Sanitarnej i Państwowej Straży Pożarnej o zakończeniu budowy obiektu budowlanego i zamiarze przystąpienia do jego użytkowania. Przedmiotowe organy zajmują stanowisko w sprawie zgodności wykonania obiektu budowlanego z projektem budowlanym.

Przedmiotem postępowania zainicjowanego wnioskiem o wydanie pozwolenia na użytkowanie jest sprawdzenie, czy obiekt budowlany został wykonany zgodnie z projektem budowlanym oraz ustaleniami i warunkami określonymi w pozwoleniu na budowę. Przedmiotowe postępowanie łączy się z koniecznością przeprowadzenia przez organ nadzoru budowlanego obowiązkowej kontroli budowy.

⁴³ Zob. art. 33 ust. 1 ustawy Prawo budowlane.

⁴⁴ Wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Krakowie z 25 września 2015 r., sygn. akt II SA/Kr 792/15.

⁴⁵ Wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Lublinie z 2 grudnia 2010 r., sygn. akt II SA/Lu 552/10.

development project for the plot or the land for the whole construction project.⁴³

Therefore, issuance of a building permit on a basis of an application that covers only a part of a planned project, which cannot function independently, constitutes a significant violation of law. It is stated that it is impossible to separate individual stages of the construction process and limit the obligation to obtain a building permit for each of its individual parts, as this would constitute a significant violation of law. It is pointed out that the Building Law does not provide for the possibility of formally dividing an investment project and applying different provisions of the Building Law regarding a building permit or notification to such divided parts.⁴⁴ The proceedings for the issuance of a building permit cover the entire construction project, even if some of its parts, if built separately, could be carried out on a basis of a notification.⁴⁵ Therefore, it is argued that if the planned construction works are connected with the intention to construct a set of buildings and construction objects, and thus constitute an element of a broader investment project, which requires a building permit, then there is no possibility to apply different legal regulations concerning a building permit or notification to such divided parts. This leads to a conclusion that in case of construction of a wind farm, in order to avoid the administrative and construction risks, it is advisable to apply for a building permit for the entire project and not to apply for a separate notification of construction works.

5.3. Operation of a wind farm

Obtaining a permit for use is necessary in case of wind farm classified in category XXIX of the attachment to the Building Law – free-standing chimneys and masts and building parts of wind power plants. It should be noted that prior to filing an application for the the occupancy permit the investor is required, among others, to notify the State Sanitary Inspectorate and the State Fire Department about the completion of construction and the intention to use the object. The authorities then take a stand as to whether the building object is consistent with the building project.

The subject of proceedings initiated by the application for a permit for use is verification, whether the object was constructed in accordance with the building project, as well as in line with the stipulations and conditions set out in the building permit. The proceedings require the construction supervision authority to carry out a mandatory inspection of the construction. This inspection includes checking

⁴³ See Article 33(1) of the Building Law.

⁴⁴ Judgment of the Provincial Administrative Court in Kraków of September 25, 2015, ref. no. II SA/Kr 792/15.

⁴⁵ Judgement of the Provincial Administrative Court in Lublin of December 2, 2010, ref. no. II SA/Lu 552/10.

Kontrola ta obejmuje sprawdzenie zgodności wybudowanego obiektu budowlanego z projektem zagospodarowania działki lub terenu, ale także z projektem architektoniczno-budowlanym oraz projektem technicznym. Na tym etapie po raz pierwszy sprawdzany jest projekt techniczny (stanowiący – po nowelizacji Prawa budowlanego – część projektu budowlanego).

W kontekście regulacji kluczowych dla pozwoleń na użytkowanie należy również wspomnieć o art. 59h Prawa budowlanego, który wyłącza możliwości stwierdzenia nieważności pozwolenia na użytkowanie, w sytuacji gdy upłynęło 5 lat od dnia, w którym ta decyzja stała się ostateczna. Przepis powyższy niewątpliwie znajdzie zastosowanie do pozwoleń na użytkowanie wydanych po 19 września 2020 r., jednakże wobec niejasności przepisów intertemporalnych istnieją wątpliwości co do tego, czy odnosi się również do pozwoleń na użytkowanie wydanych przed tą datą.

6 Przyłączenie do sieci

6.1. Warunki techniczne i ekonomiczne przyłączenia

Głównym czynnikiem determinującym rozwój sektora energetyki wiatrowej w Polsce oraz mającym decydujący wpływ na jego docelowy potencjał jest możliwość wprowadzania do systemu elektroenergetycznego energii wytwarzanej przez farmy wiatrowe. Dla każdego z inwestorów kluczowe jest więc uzyskanie warunków przyłączenia farmy wiatrowej do sieci, a następnie zawarcie odpowiedniej umowy, która zagwarantuje realizację jej przyłączenia. Z tych właśnie dwóch etapów (uzyskanie warunków przyłączenia oraz kolejno zawarcie umowy o przyłączenie) składa się proces przyłączania instalacji do sieci.

Na przedsiębiorstwach energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii ciąży tzw. publicznoprawny obowiązek przyłączenia do sieci. Przejawia się on w zobowiązaniu przedsiębiorstwa energetycznego do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z ubiegającym się o to podmiotem, jeżeli spełnia on określone przepisami prawa warunki przyłączenia do sieci. Przyłączenie następuje na zasadach równoprawnego traktowania, jednak w pierwszej kolejności, z uwagi na preferencyjne traktowanie, przyłączane są instalacje OZE.

Obowiązek przyłączenia do sieci nie ma charakteru bezwarunkowego, dla jego realizacji muszą istnieć techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci. Wnioskodawca musi spełniać warunki przyłączenia oraz być w posiadaniu tytułu prawnego do korzystania z nieruchomości bądź obiektu, do którego energia ma być dostarczana⁴⁶.

⁴⁶ Art. 7 ust. 1 oraz ust. 3 ustawa z 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz.U. z 2021 r., poz. 716, tekst jednolity z późn. zm.).

compliance of the object with the site development plan, architectural-construction design and the technical design. At this stage, the technical project (which, following the recent amendment to the Building Law, is part of the building permit design) is checked for the first time.

In the context of key regulations for permit for use, it is also necessary to mention Article 59h of the Building Law, which excludes the possibility of declaring an occupancy permit invalid if 5 years have passed since the decision became final. This provision will undoubtedly apply to occupancy permits issued after September 19, 2020, but due to unclear intertemporal provisions there are doubts as to whether it also applies to permits for use issued before that date.

Connection to the grid

6.1. Technical and economic connection conditions

The key factor determining the development of the wind energy sector in Poland and having a crucial impact on its ultimate potential is the possibility to feed energy generated by wind farms into the grid. Therefore, for investors it is crucial to obtain the connection conditions for the wind farm and then to conclude a connection agreement that will guarantee its connection to the grid. These two stages (obtaining the connection conditions and then concluding the connection agreement) constitute the process of connecting the installation to the grid.

Energy companies conducting a business activity in field of transmission or distribution of energy are under a so-called public-law obligation to connect to the grid. This obligation is manifested in the energy company's duty to conclude a grid connection agreement with the applying entity if it fulfils the legally determined grid connection conditions. Connections are granted on a basis of equal treatment, however, due to preferential treatment, RES installations enjoy priority.

The grid connection obligation is not unconditional. In order to be fulfilled, the technical and economic conditions for grid connection must exist. The applicant must fulfil the connection conditions and be in a possession of legal title to use the real estate or facility to which the energy is to be supplied.⁴⁶

⁴⁶ Art. 7 (1) and (3) of the Act of April 10, 1997 of the Energy Law (Journal of Laws of 2021, item 716, as amended).

Formalnie procedura przyłączenia do sieci rozpoczyna się wraz ze złożeniem przez inwestora wniosku o określenie warunków przyłączenia. Warunki przyłączenia są ważne 2 lata od dnia ich doręczenia, a w okresie ich ważności stanowią warunkowe zobowiązanie przedsiębiorstwa energetycznego do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. Ostateczne zawarcie umowy uzależnione będzie jednak od zaistnienia warunków ekonomicznych oraz technicznych, a ponadto od spełnienia przez inwestora parametrów określonych w samych warunkach przyłączenia.

Zarówno techniczne, jak i ekonomiczne warunki przyłączenia każdorazowo powinny być analizowane w odniesieniu do indywidualnego obiektu objętego wnioskiem o przyłączenie do sieci i to właśnie w tak zarysowanych okolicznościach przedsiębiorstwo powinno oceniać, czy możliwa jest techniczna realizacja przyłącza oraz czy jest ekonomicznie uzasadniona⁴⁷. W obowiązujących przepisach brak jest ustawowej definicji warunków technicznych i ekonomicznych, przedsiębiorstwa energetyczne mają zatem w ich ocenie pewną swobodę, nie oznacza to jednak pełnej dowolności. Każdorazowo ocena ta powinna być dokonywana przez pryzmat zasady równoprawnego traktowania.

6.2. Umowa o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej

Tak jak w przypadku obowiązkowych elementów wniosku o wydanie warunków przyłączenia, tak samo w przypadku umowy o przyłączenie do sieci ustawodawca wymienia szereg postanowień, które obowiązkowo znaleźć się muszą w takiej umowie. Wśród nich m.in. termin realizacji, wysokość opłaty za przyłączenie czy warunki udostępnienia nieruchomości w celu budowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia⁴⁸. W przypadku przyłączania instalacji odnawialnego źródła energii, a zatem również farm wiatrowych, umowa zawierać będzie dodatkowe postanowienia w przedmiocie terminu dostarczenia energii po raz pierwszy. Dla lądowych farm wiatrowych termin ten nie może być dłuższy niż 48 miesięcy liczonych od dnia zawarcia umowy. Niedotrzymanie tak określonego terminu stanowi przesłankę do wypowiedzenia umowy⁴⁹.

Ustawa OZE przewiduje jednak mechanizm przedłużenia terminu pierwszego dostarczenia energii elektrycznej do sieci dla projektów, które wygrały aukcję. Operatorzy sieci są zobowiązani do dostosowania terminu w umowach o przyłączenie dla zwycięskich projektów, aby były one zgodne z terminami z aukcji (np. dla wiatru na lądzie – 33 miesiące od daty zakończenia aukcji). W tym celu powinny zostać zawarte aneksy do umów o przyłączenie, aby umowy nie wygasły przed upływem terminu na uruchomienie projektu.

⁴⁷ Tak m.in. Sąd Najwyższy w wyroku z 22 maja 2014 r., III SK 51/13.

⁴⁸ Art. 7 ust. 2 ustawy Prawo energetyczne.

⁴⁹ Ibidem, art. 7 ust. 2a.

In formal terms, the grid connection procedure begins when the investor files an application for the establishment of grid connection conditions. Connection conditions are valid for 2 years from the date of their receipt, and during their validity period they constitute a conditional obligation on the energy company to conclude a grid connection agreement. However, the conclusion of the agreement will depend on the fulfilment of the economic and technical conditions, as well as the investor's fulfilment of the parameters set out in the connection conditions themselves.

Both the technical and economic conditions for connection should be analyzed with reference to the individual object, indicated in the application for a grid connection, and in these exact circumstances the technical and economical possibilities for connection should be assessed.⁴⁷ The current regulations do not provide a statutory definition of technical and economic conditions, and therefore energy companies have certain degree of discretion in their assessment, but this does not mean arbitrariness. Each time the assessment should be made in the light of the principle of equal treatment.

6.2. Grid connection agreement

Just as in case of obligatory elements of the application for the issuing connection conditions, in case of a grid connection agreement, the law lists provisions that must be included in such an agreement. They include, among others, the deadline for execution, connection fee and conditions for making the real estate available for the purpose of constructing the grid necessary for connection.⁴⁸ In case of connection of RES installations, including wind farms, the agreement shall contain additional provisions concerning the date of first energy supply. For onshore wind farms, the deadline cannot be longer than 48 months, counted from the day of signing the agreement. Failure to meet such deadline constitutes grounds for termination of the agreement.⁴⁹

However, the RES Act provides for a mechanism of extending the deadline for first feeding electricity to the grid for projects that won the auction. The grid operators are obliged to adjust the deadline in the connection agreements for the winning projects to make them compliant with the auction deadlines (e.g. for onshore wind – 33 months from the auction closing date). For that purpose, amendments to connection agreements should be concluded so that the connection agreements do not expire before the deadline for project to launch.

⁴⁷ See the judgment the Supreme Court of May 22, 2014., ref. no. III SK 51/13.

⁴⁸ Article 7(2) of the Energy Law.

⁴⁹ Article 7(2a) of the Energy Law.

VSB jest dużym europejskim deweloperem OZE, obecnie w 80% należącym do Partners Group. W Polsce od 2008 r. zbudowaliśmy i obsługiwaliśmy ok. 600 MW instalacji wiatrowych i PV dla siebie i dla naszych partnerów. Oferujemy profesjonalne wsparcie w zakresie developmentu (4–6 GW portfel własny projektów wiatrowych po zniesieniu ograniczenia 10H i PV, z magazynami energii), budowy (obecnie ponad 200 MW w wietrze) i zarządzania techniczno-handlowego (TCAM) dla aktywów własnych i zewnętrznych.

Budujemy i rozpoczynamy procesy budowlane dla 207 MW projektów wiatrowych wyłonionych w aukcjach. Stawiamy na technologię turbin o mocy 3,6 do 3,9 MW, najnowocześniejszych z obecnie instalowanych w Polsce. W państwach bez ograniczeń w rodzaju naszej regulacji 10H wykorzystujemy turbiny o mocy zainstalowanej między 5,6 a 6,8 MW. Z kolei najnowszy projekt w Finlandii, którego budowę wkrótce rozpoczniemy, to łącznie ok. 200 MW z turbinami 7,2 MW. We wszystkich naszych projektach, także wielkoskalowej PV, wykorzystujemy w pełni zautomatyzowane systemy SCADA, co znacząco ułatwia zarządzanie aktywami i siecią odbiorczą, a także wsparcie dla kontraktów cPPA.

Polski sektor wiatrowy wymaga pilnych zmian, przede wszystkim systemowej poprawy w zakresie przyłączenia OZE do sieci. Operatorzy są nieprzychylni, ale też często nieopradni w procedowaniu warunków przyłączenia. Z niejasnych przyczyn traktują często w identyczny sposób elektrownie wiatrowe jak PV, albo magazyny energii wyłącznie jako źródła mocy. Potrzebne są także głębokie zmiany regulacyjne, przede wszystkim złagodzenie zasady 10H. Ponadto niezbędne są nowoczesne rozwiązania w zakresie cable pooling, wsparcia dla magazynów energii, kontraktów cPPA czy linii bezpośredniej. To ostatnie pomogłoby polskimi odbiorcom przemysłowym na kontraktację najtańszej na rynku energii już przy cenach rzędu 150 PLN/MWh. Niestety, mimo starań producentów i konsumentów energii, linia bezpośrednia napotyka na znaczny opór ze strony operatorów. Zresztą poza Holandią niewiele lepiej wygląda to także na innych rynkach regulowanych, w których operatorzy sieci mają dominujący wpływ na regulatora. Dla OSD i OSP linia bezpośrednia to problem podobny jak prosumpcja, tylko w skali przemysłowej, a więc wyższe ryzyka i nakłady związane z zarządzaniem i rozbudową sieci. Znacznie prostszym i dlatego pilniej oczekiwanym rozwiązaniem jest cable pooling, także w powiązaniu z magazynami energii. To rozwiązanie optymalizujące koszty i wyzwania związane z przyłączaniem nowych mocy OZE zarówno z perspektywy inwestorów, jak i OSD/OSP.



Hubert Kowalski

Prezes Zarządu, VSB Energie Odnawialne
Polska
CEO, VSB Energie Odnawialne Polska

VSB is a large European RES developer, currently 80% owned by Partners Group. In Poland, we have built and operated approximately 600 MW of wind and PV installations for ourselves and our partners since 2008. We offer professional support in development (4–6 GW own portfolio of wind projects after the 10H limitation is lifted and PV, with energy storage), construction (currently more than 200 MW of wind plants) and technical and commercial management (TCAM) for own and external assets. We are building and starting construction procedures for 207 MW of wind projects selected in auctions. We bet on the technology of turbines with a capacity of 3.6 to 3.9 MW, the most modern of those currently installed in Poland. In states without restrictions such as our 10H regulation, we use

turbines with an installed capacity between 5.6 and 6.8 MW. In contrast, our latest project in Finland, which we will soon start constructing, has a total of about 200 MW with 7.2 MW turbines. In all our projects, including large-scale PV, we use fully automated SCADA systems, which greatly facilitates asset and grid management, as well as support for cPPA contracts.

The Polish wind sector requires urgent changes, first of all, a systemic improvement of RES connection to the grid. Operators are reluctant, but also often disorganized, when dealing with connection conditions. For unclear reasons, they often treat wind turbines identically to PV, or energy storage solely as power sources. Deep regulatory changes are also needed, most notably the relaxation of the 10H rule. In addition, modern solutions with respect to cable pooling, energy storage support, c-PPA contracts or direct wire are needed. The latter would help Polish industrial customers to contract the cheapest energy on the market with prices as low as around 150 PLN/MWh. Unfortunately, despite the efforts of energy producers and consumers, the direct wire faces significant resistance from operators. In fact, apart from the Netherlands, things are not much better in other regulated markets where network operators have a dominant influence on the regulator. For the DSO and TSO, direct wire is a problem similar to prosumption, only on an industrial scale, which entails higher risks and expenses associated with network management and expansion. A much simpler and therefore more urgently required solution is cable pooling, also with regard to energy storage. This solution optimizes the costs and challenges associated with the connection of new RES capacity from the perspective of both investors and the DSO/TSO.

W sytuacji, gdy dojdzie jednak do odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z wnioskodawcą, przepisy ustawy Prawo energetyczne nakładają na przedsiębiorstwo energetyczne obowiązek pisemnego powiadomienia o tym fakcie zarówno wnioskodawcy, jak i Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki⁵⁰. Dodatkowo w przypadku odmowy zawarcia umowy zarówno inwestor, jak i przedsiębiorstwo energetyczne mogą wystąpić do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o rozstrzygnięcie sporu co do zawarcia umowy o przyłączenie.

⁵⁰ Ibidem, art. 7 ust. 1.

In the event of a refusal to enter into a grid connection agreement with an applicant, the provisions of the Energy Law impose an obligation on the energy company to notify both the applicant and the President of the URE of that fact in writing.⁵⁰ Additionally, in the event of a refusal to conclude an agreement, both the applicant and the energy company can apply to the President of the URE to resolve a dispute concerning the conclusion of the grid connection agreement.

⁵⁰ Article 7(1) of the Energy Law.

6.3. Bilansowanie Krajowego Systemu Energetycznego

Koszt bilansowania to koszt wynikający z faktu, że mimo coraz dokładniejszych prognoz, nadal nie da się ze stuprocentową dokładnością przewidzieć, ile energii w danej godzinie wyprodukują niektóre technologie OZE, zwłaszcza wiatraki czy farmy słoneczne. W efekcie powstają rozbieżności między tym, ile energii producenci energii planują dostarczyć, a tym, ile faktycznie mogą przesłać w danych warunkach atmosferycznych. System energetyczny tymczasem nie znosi niespodzianek. Jeśli faktyczna produkcja różni się z grafikiem, potrzebne jest bilansowanie systemu w celu zrównoważenia dostaw i poboru energii elektrycznej w systemie jej przesyłu i dystrybucji. W tym celu działa rynek bilansujący. Sprzedawcy kupują na nim energię w razie niedoboru lub sprzedają nadwyżki, np. gdy powieje mocniej od oczekiwań. Wiąże się to jednak z określonymi kosztami.

Koszt bilansowania jest nieodzownym składnikiem każdej umowy na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii zawieranej ze sprzedawcą, który pełni w imieniu wytwórcy funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie. Koszt ten nie jest przy tym uzależniony od poziomu odchylenia wytwórcy od zakładanego grafiku. W ramach kontraktów pomiędzy wytwórcą z OZE a sprzedawcą energii (który dalej sprzedaje energię do odbiorców) wyznaczana jest cena za produkcję 1 MWh energii elektrycznej z odnawialnego źródła, bez względu na to, na jakim rynku energię tę sprzedaje dalej nabywca. Z perspektywy przychodów wytwórcy istotny jest zatem wyłącznie wolumen produkcji energii i jej cena ustalona w umowie ze sprzedawcą. Sprzedawca natomiast bierze na siebie odpowiedzialność za grafikowanie produkcji źródła odnawialnego i na podstawie tych grafików (predykcji) sprzedaje planowaną do wyprodukowania energię dalszym odbiorcom.

Ze względu na brak możliwości grafikowania energii z odnawialnych źródeł ze stuprocentową dokładnością po stronie sprzedawcy mogą nastąpić odchylenia względem grafiku pracy, jaki został dla niego przyjęty. W takich przypadkach dochodzi do konieczności zakupu przez sprzedawcę niedoboru lub sprzedaży nadwyżki energii elektrycznej na rynku bilansującym w celu zrównoważenia portfela. W przypadku odchylenia w dół (niedoboru generacji) sprzedawca bierze zatem na siebie ryzyko odchylenia od zakładanego grafiku produkcji odnawialnego źródła, a zatem ryzyko, że cena, którą zapłaci wytwórcy z OZE będzie wyższa niż łącznie otrzymane dochody za tę energię, ze względu na konieczność zakupu części energii na rynku bilansującym. Z kolei w przypadku odchylenia w górę, sprzedawca bierze na siebie ryzyko różnicy pomiędzy ceną kontraktową z umowy z wytwórcą z OZE oraz ceną na rynku bilansującym, po której musi odsprzedać nadwyżkę.

Z perspektywy wytwórcy to właśnie opisane powyżej ryzyka są przedmiotem opłaty bilansującej, a nie faktyczne odchylenia od zakładanych grafików produkcji (te mają bowiem

6.3. Balancing the national power system

The balancing cost is the cost that arises from the fact that, despite increasingly accurate forecasts, it is still impossible to predict with 100% accuracy how much energy certain RES technologies, especially windmills or solar farms, will produce in a given hour. The result is a discrepancy between how much power producers plan to deliver and how much they can actually transmit under given weather conditions. The energy system, however, does not tolerate surprises. If the actual output does not match the schedule, system balancing is needed to balance the supply and demand of electricity in the transmission and distribution system. The balancing market is there for this reason. Sellers buy energy there, when there is a shortage, or sell surplus when e.g. the wind blows harder than expected. However, this comes at a cost.

The cost of balancing is an indispensable component of any contract for the sale of electricity from renewable energy sources with a seller who acts as the entity responsible for balancing on behalf of the producer. That cost does not depend on the deviation of the producer from the planned schedule. Under contracts between a RES producer and an energy vendor (who sells energy further to consumers), a price is determined for the production of 1 MWh of electricity from a renewable source, regardless of the market where the vendor will sell further energy. Therefore, from the perspective of the producer's revenue, only the volume of energy production and its price established in the contract with the vendor are important. The vendor, on the other hand, is responsible for scheduling the production from the renewable source and, based on these schedules (predictions), sells the energy scheduled to be produced to downstream customers.

Due to the inability to schedule renewable energy with 100% accuracy, there may be deviations on the vendor's side from the adopted schedule. In such cases, the vendor needs to purchase the shortfall or sell the surplus energy in the balancing market to balance the portfolio. In the case of a downward deviation (production shortfall), the vendor takes the risk of deviating from the assumed production schedule from the renewable source, and consequently the risk that the price that the vendor pays to the RES producer will be higher than the total revenue received for this energy, due to the need to purchase some energy on the balancing market. On the other hand, in case of an upward deviation, the vendor takes the risk of the difference between the price under the contract with the RES producer and the price on the balancing market on which the surplus has to be sold.

From the producer's perspective, it is the above risk that is subject to the balancing charge and not the actual deviations from the assumed production schedules (as these are of

Energix jest międzynarodowym deweloperem lądowych elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych o mocy 120 MW w Polsce, które zostały zbudowane i sfinansowane w oparciu o kapitał własny. W tej chwili trwa budowa kolejnych 181 MW. Jest to wynik aukcji wygranych w latach 2019 i 2020. Instalacje w Baniach, Sępopolu i Żelechowie z turbinami o mocy 2,2 MW i 3,5 MW powinny zostać uruchomione jeszcze w tym roku. Ostatnio rozpoczęliśmy również ekspansję w sektorze fotowoltaicznym i pierwsze 12 MW jest już gotowe do wybudowania. Projekty planowane obejmują jeszcze ok. 400 MW energii wiatrowej i fotowoltaicznej łącznie na wczesnych etapach rozwoju, z czego połowę stanowi energia wiatrowa.



Artur Violante

Prezes Zarządu, Energix Polska
CEO Energix Polska

Zgodnie z naszą wizją niektóre z istniejących farm wiatrowych mają zostać połączone z instalacjami fotowoltaicznymi i wykorzystane jako model dla projektów w realizacji. Ponadto badamy potencjał magazynowania energii, zarówno w formie samodzielnych inwestycji, jak i w połączeniu z generacją energii wiatrowej lub fotowoltaicznej. We wszystkich tych aspektach nadal brakuje bardziej sprzyjających regulacji, pozwalających np. na tzw. cable pooling, czyli współdzielenie infrastruktury, a także systemów wsparcia dla magazynowania, czy przede wszystkim odejścia od zasady 10H. Mamy jeszcze kilka projektów do przeprojektowania, gdy to ograniczenie zniknie i będzie można zastosować najnowocześniejszą technologię dostosowaną do polskich warunków terenowych. W przeszłości wydawało się, że w Polsce brakuje woli politycznej w tym zakresie, ale obecnie dostrzegam pozytywną zmianę.

Zdolność przyłączeniowa sieci pozostanie prawdopodobnie wąskim gardłem dla wszystkich rodzajów instalacji na dłużej. Obserwujemy niechętnie podejście przedsiębiorstw energetycznych do przyjmowania nowych wniosków, co w pewnym stopniu wydaje się wynikać ze sprzecznych interesów i zbyt ostrożnego postrzegania przyszłych mocy, które należy pozostawić, np. w celu przyłączenia polskiego sektora offshore.

Sądzę, że w ciągu najbliższych 2–3 lat fotowoltaika będzie dominować na rynku rozwoju nad energetyką wiatrową na lądzie, ale po rezygnacji z zasady 10H energetyka wiatrowa w krótkim czasie odzyska pozycję numer jeden. W polskich warunkach klimatycznych technologia ta przeważa nad instalacjami PV pod względem sprawności wytwarzania energii elektrycznej.

Energix is an international wind onshore and PV developer with 120 MW under operation in Poland which was build and financed based on own equity. Further 181 MW are under construction as we speak. This is the outcome of won auctions in 2019 and in 2020. With turbines 2,2 MW and 3,5 MW turbines 3 installations in Banie, Sepopol and Żelechowo should be in operation still this year. Recently we started also to expand in PV sector and first 12 MW are now ready-to-build. In our project pipeline we have still some 400 MW of wind and PV at earlier stages of development, half of which is wind.

Our vision is to hybridize some of the existing wind farms with PV and use this as a model for projects under development. Besides, we are exploring storage potential both as standalone investments and in combination with wind or PV. In all those aspects more supportive regulations are still missing such as cable pooling or support schemes for storage and of course the abandonment of 10H rule. We have a bunch of projects to redesign after this restriction is gone and the most modern technology fitting to Polish physical conditions can be deployed. In the past Poland seemed to lack the political will in this respect, but nowadays I can see a positive change.

Grid connection capacities will probably remain a longer-lasting bottleneck for all kinds of installations. We see reluctant approach of utilities to admit new applications which to some extent seems to result from conflicting interests and overcautious perception of future capacities that must be left e.g. to connect Polish offshore.

My guess is that withing next 2–3 years PV shall dominate the development market over wind onshore, but once 10H is abandoned, wind will in short time regain its number one position. In Polish climate conditions this technology prevails over PV in the power generation efficiency.

bezpośrednie znaczenie wyłącznie dla sprzedawcy). Koszty bilansowania lądowych farm wiatrowych kształtują się aktualnie na poziomie ok. 4 PLN/MWh. Należy przy tym zaznaczyć, że wprowadzane zmiany na rynku bilansującym, np. tzw. scarcity pricing, będą prawdopodobnie prowadzić do wzrostu kosztów bilansowania.

Dodatkowo Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., zgodnie z zatwierdzonymi warunkami dotyczącymi bilansowania od 1 stycznia 2022 r., zmienią zasady rozliczeń na rynku bilansującym, które będą zależały od stanu zakontraktowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE). Ceny, jakie będą mogli uzyskać uczestnicy rynku:

- w przypadku „przekontraktowania” KSE będą nie wyższe niż minimalna z cen rynku energii i rynku bilansującego – tak więc cena ta może być co najwyżej równa cenie z rynku lub niższa. Oznacza to, że większość uczestników (głównie OZE o dużej zmienności) poniesie koszty;

direct importance only to the vendor). The balancing costs for onshore wind farms are currently around 4 PLN/MWh. It should be noted here that the changes introduced in the balancing market, e.g. scarcity pricing, will probably lead to an increase in balancing costs.

In addition, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (Polish Power Grid; PSE), in accordance with the approved balancing conditions will change the rules of balancing market settlements as of January 1, 2022, which will depend on the contracting status of the National Grid System (KSE). The prices that market participants will be able to obtain:

- in the case of KSE "over-contracting", they will be not higher than the minimum of the energy market and balancing market prices – so the price can be at most equal to or lower than the market price. This means that most participants (mainly high volatility RES) will incur the costs;

- w przypadku „niedokontraktowania” KSE będą nie niższe niż maksymalna z cen rynku energii i rynku bilansującego – tak więc cena ta może być co najwyżej równa cenie z rynku lub wyższa. W tym przypadku większość uczestników (głównie zmiennych OZE) również poniesie koszty.

7 Koncesja na wytwarzanie energii OZE

7.1. Koncesja

Rozpoczęcie wytwarzania energii elektrycznej w ramach farmy wiatrowej oraz następnie możliwość jej sprzedaży podmiotom trzecim uwarunkowane są koniecznością uzyskania właściwej koncesji. Zgodnie z Ustawą OZE podjęcie i wykonywanie działalności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii wymaga uzyskania koncesji na zasadach i warunkach określonych w ustawie Prawo energetyczne.

Koncesja jest decyzją administracyjną i stanowi pozwolenie kwalifikowane polegające na wyrażeniu zgody na prowadzenie działalności gospodarczej na warunkach określonych zarówno w obowiązujących przepisach prawa, jak również na warunkach określonych w koncesji⁵¹.

Organem właściwym do wydania koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii jest Prezes Urzędu Regulacji Energetyki. Koncesja może zostać udzielona tylko tym podmiotom, które spełniają określone w ustawie Prawo energetyczne warunki uzyskania koncesji. Do najważniejszych warunków należą:

- posiadanie odpowiednich zasobów finansowych,
- posiadanie możliwości technicznych gwarantujących należyte wykonywanie działalności, a ponadto niezależanie z zapłatą zobowiązań podatkowych.

Z kolei przesłankami negatywnymi, które uniemożliwiają uzyskanie koncesji, są postępowanie upadłościowe lub likwidacyjne prowadzone względem wnioskodawcy, złożenie oświadczeń niezgodnych ze stanem faktycznym czy skazanie za przestępstwa skarbowe.

Koncesja może zostać wydana tylko na czas oznaczony, przepisy nie dopuszczają możliwości udzielenia koncesji na czas nieokreślony. Okres obowiązywania koncesji może wynosić od 10 do maksymalnie 50 lat, przy czym możliwe jest udzielenie koncesji na czas krótszy niż 10 lat na wyraźny wniosek podmiotu ubiegającego się o wydanie koncesji. Co więcej, nie później niż na 1,5 roku przed upływem okresu, na jaki udzielona została koncesja, istnieje możliwość wystąpienia do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z wnioskiem o przedłużenie ważności koncesji.

⁵¹ M. Domagała, *Bezpieczeństwo energetyczne. Aspekty administracyjno-prawne*, Lublin 2008, s. 103.

- in the case of KSE "under-contracting", they will be not lower than the maximum of the energy market and balancing market prices – so the price can be equal to or higher than the market price. In that case, most participants (mainly variable RES) will also incur the costs.

Concession for the generation of energy in the RES installation

7.1. Concession

The commencement of production of electricity by wind farm and its subsequent sale to third parties, is conditioned by an obligation to obtain a relevant concession. Pursuant to the RES Act, the commencement and performance of operations in the area of generation of electricity from RES installation requires the issuance of a concession in accordance with the terms and conditions set out in the Energy Law.

A concession is an administrative decision and it grants permission to conduct business activity under the terms and conditions set forth both in the applicable laws and in the terms and conditions listed in the concession.⁵¹

The President of the URE is the authority competent to grant a concession for the business activity consisting of generation of electricity in RES installation. The concession can only be issued to those entities that meet the conditions specified in the Energy Law. The most important conditions include:

- the need to have adequate financial resources,
- technical capabilities guaranteeing the proper performance of their activities, as well as not being in arrears with tax payments.

Negative factors which make it impossible to obtain a concession are bankruptcy or liquidation proceedings conducted with respect to the applicant, submission of statements inconsistent with the actual state of affairs or conviction for tax offences.

The concession may be granted only for a definite period of time, the law does not allow to grant the concession for an indefinite period. The term of the concession can be from 10 to maximum 50 years, however, it is possible to grant a concession for a period shorter than 10 years upon an explicit request of the applicant. Moreover, no later than 1.5 years before the expiry of the concession period it is possible to apply to the President of the URE for its extension.

⁵¹ M. Domagała, *Bezpieczeństwo energetyczne. Aspekty administracyjno-prawne*, Lublin 2008, p. 103.

Posiadanie koncesji związane jest z obowiązkiem corocznego ponoszenia przez przedsiębiorstwo tzw. opłaty koncesyjnej, której wysokość wynosi od 1000 PLN do 2 500 000 PLN i obliczana jest jako iloczyn przychodów uzyskanych ze sprzedaży towarów i usług (z działalności objętej koncesją) oraz współczynnika określonego przez Radę Ministrów w drodze rozporządzenia.

7.2. Promesa koncesji

Przed rozpoczęciem działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu energii elektrycznej oraz przed uzyskaniem właściwej do tego koncesji przepisy ustawy Prawo energetyczne umożliwiają zainteresowanym inwestorom uzyskanie promesy koncesji, czyli „przrzeczenia” wydania koncesji właściwej.

Istota promesy koncesji sprowadza się do tego, że w okresie jej ważności inwestor ma czas na przygotowanie się do prowadzenia działalności koncesjonowanej i w tym czasie (jeżeli inwestor wystąpi z takim wnioskiem) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki nie może odmówić udzielenia koncesji na działalność określoną w promesie, chyba że uległ zmianie stan faktyczny lub prawny podany we wniosku o wydanie promesy.

Do wniosku o wydanie promesy koncesji odpowiednie zastosowanie znajdują przepisy dotyczące wniosku o wydanie koncesji, zatem już na etapie uzyskiwania promesy inwestor musi wykazać m.in. posiadanie odpowiednich zasobów finansowych oraz możliwości technicznych gwarantujących należyte wykonywanie działalności.

Promesę wydaje Prezes URE w drodze decyzji administracyjnej i określa w niej m.in. okres jej ważności, który nie może być krótszy niż 6 miesięcy. Promesa koncesji nie uprawnia do wykonywania działalności objętej koncesją, do której się odnosi.

The energy generation concession is connected with the obligation of the company to annually pay the "concession fee", the amount of which varies from PLN 1,000 to PLN 2,500,000 and is calculated as a product of the revenue derived from the sale of goods and services (from the activity covered by the concession) and a ratio determined by the Council of Ministers by way of an ordinance.

7.2. Promise of the concession

Prior to the commencement of business activity in field of electricity generation and obtaining the relevant concession, provisions of the Energy Law enable interested investors to obtain a concession promise.

The essence of this promise of a concession is that during the period of its validity the investor has time to prepare for the concession activity and during this time the President of the URE may not refuse to grant the concession for the activity specified in the promise, unless the factual or legal circumstances specified in the application for the promise have changed.

The application for the promise of the concession is subject to regulations concerning the application for a concession, thus already at the stage of obtaining the promise, the investor must demonstrate, among others, that it has adequate financial resources and technical capabilities which guarantee the proper performance of the business activity.

The promise is issued by the President of the URE by way of an administrative decision which specifies the period of its validity, which may not be shorter than 6 months. Promise of a concession does not entitle to perform the activity covered by the concession to which it refers.



3

Uwarunkowania i perspektywy
biznesowe

Business conditions and
prospects

1 Europejski Zielony Ład

Europejski Zielony Ład to strategia klimatyczno-energetyczna Unii Europejskiej, której celem jest osiągnięcie neutralności klimatycznej. Jest odpowiedzią na kryzys klimatyczny i silne procesy degradacji środowiska. Głównym celem Europejskiego Zielonego Ładu jest dążenie do neutralności klimatycznej Unii Europejskiej do 2050 r., z istotnym udziałem niskoemisyjnej transformacji energetycznej. W grudniu 2019 r. Rada Europejska zatwierdziła wiążący unijny cel zakładający ograniczenie emisji netto gazów cieplarnianych do roku 2030 o co najmniej 55% w porównaniu z poziomem z roku 1990.

Zasadniczym elementem polityki energetyczno-klimatycznej Unii Europejskiej jest przeprowadzenie sprawiedliwej transformacji energetycznej, nakierowanej przede wszystkim na rozwój regionów, sektorów przemysłu i pracowników, którzy mogą zmagać się z trudnościami okresu dekarbonizacji. Skutki transformacji ekologicznej dla gospodarki i zatrudnienia będą pozytywne. Dzięki właściwie przeprowadzonej transformacji energetycznej możliwe będzie stworzenie ok. 1 mln miejsc pracy w Unii Europejskiej do 2030 r. oraz 2 mln miejsc pracy do 2050 r. – zwłaszcza średnio wykwalifikowanych, średniopłatnych miejsc pracy w budownictwie i przemyśle wytwórczym⁵².

Rysunek 1. Odnawialne źródła energii w koszyku energetycznym UE



Źródło: Komisja Europejska⁵³

Ograniczenie emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 55% do 2030 r. wymaga większego udziału energii ze źródeł

⁵² Komisja Europejska (2021) Społecznie sprawiedliwa transformacja, str. 1, doi:10.2775/183839.

⁵³ Komisja Europejska (2021) Dekarbonizacja naszego systemu energetycznego w celu osiągnięcia naszych celów klimatycznych, str. 2, doi:10.2775/695880.

European Green Deal

The European Green Deal is the European Union's climate and energy strategy to achieve climate neutrality. It is a response to the climate crisis and strong environmental degradation processes. The main objective of the European Green Deal is to move towards climate neutrality for the European Union by 2050, with a significant contribution from a low-carbon energy transition. In December 2019, European Council approved a binding EU target to reduce net greenhouse gas emissions by at least 55% by 2030 compared to 1990 levels.

An essential element of the European Union's energy and climate policy is to achieve a fair energy transition, aimed primarily at the development of regions, industries and workers who may face difficulties in the decarbonisation period. The effects of the Green Transition on the economy and employment will be positive. Done right, the Energy Transition could create about 1 million jobs in the European Union by 2030 and 2 million jobs by 2050 – especially medium skilled, middle wage jobs in construction and manufacturing industries.⁵²

Fig. 1. Renewables in the EU energy mix

- 19,5% – Obecny udział OZE
Current share of RES
- 32% – Obecny cel UE na 2030 r.
Current EU target for 2030
- 40% – Nowy cel UE na 2040 r.
New EU target for 2040

Source: European Commission⁵³

Reducing greenhouse gas emissions by at least 55% by 2030 requires a greater share of renewable energy and greater energy efficiency in an integrated energy system.

⁵² European Commission (2021) Just transition mechanism, p. 1, doi:10.2775/183839

⁵³ European Commission (2021) Decarbonising our energy system to meet our climate goals, p. 2, doi:10.2775/695880

odnawialnych i większej efektywności energetycznej w zintegrowanym systemie energetycznym.

Najważniejszymi elementami wpływającymi na zwiększenie wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych i inwestycji w nią są przede wszystkim⁵⁴:

- wszelkie środki mające na celu zwiększenie elektryfikacji, w tym mechanizm przydzielania jednostek uprawnień do emisji w odniesieniu do transportu,
- środki ułatwiające zawieranie umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej,
- przyspieszenie udzielania zezwoleń na projekty w zakresie energii ze źródeł odnawialnych,
- wspieranie współpracy transgranicznej, w tym za pośrednictwem mechanizmu finansowania energii ze źródeł odnawialnych.

Niewątpliwie podążanie za dynamicznie przyspieszającymi trendami klimatyczno-energetycznymi UE będzie stanowić dla Polski znaczące wyzwanie transformacyjne.

2 Polityka energetyczna państwa (PEP) i Krajowy plan na rzecz energii i klimatu (KPEiK)

Polityka Unii Europejskiej ma znaczący wpływ na kształtowanie krajowej strategii energetycznej. Polityka energetyczna państwa (PEP2040) to przyjęty przez rząd dokument strategiczny, wyznaczający kierunki rozwoju dla polskiego sektora paliwowo-energetycznego. Stanowi założenia polityki Polski w zakresie transformacji energetycznej.

Zgodnie z dokumentem, zeroemisyjny system jest kierunkiem długoterminowym i zakłada przejściowe stosowanie gazu w przemyśle, szersze wykorzystanie turbin wiatrowych na morzu oraz zwiększanie roli tzw. generacji rozproszonej, polegającej na produkowaniu prądu przez małe, przydomowe jednostki wytwórcze. O ile PEP2040 zawiera zapisy dotyczące rozwoju morskich farm wiatrowych, o tyle dokument ten pomija kwestie rozwoju najtańszego źródła energii, którym są lądowe elektrownie wiatrowe.

Z PEP2040 wynika, że udział energii wytworzonej z OZE w elektroenergetyce wyniesie co najmniej:

- w 2030 r. 32% netto,
- w 2040 r. ok. 40% netto.

Choć PEP240 został przyjęty 2 lutego 2021 r. i wydaje się dokumentem aktualnym, jego zapisy należy uznać za archiwalne. Przyjęte w nim założenia, koszty brzegowe, choćby stawki za emisję CO₂, wszystko uległo znaczącym zmianom od czasu opracowywania projektu PEP2040. Przewiduje się, że rewizja tego dokumentu strategicznego konieczna będzie w 2023 r.⁵⁵ Bez zmiany PEP2040 niemożliwy będzie dalszy

⁵⁴ Ibidem.

⁵⁵ Zgodnie z art. 15a ustawy z 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz.U. z 2021 r., poz. 716, ze zm.) Rada Ministrów, na wniosek ministra właściwego do spraw energii, politykę energie-

The most important elements for increasing renewable energy use and investment are primarily:⁵⁴

- all measures to boost electrification, including a mechanism to allocate emission allowance units for transport,
- measures to facilitate contracts for the purchase of renewable electricity,
- accelerating the issuance of permits for renewable energy projects,
- support for cross-border cooperation, including through the Renewable Energy Financing Mechanism.

Undoubtedly, following the dynamically accelerating climate and energy trends of the EU will constitute a significant transformation challenge for Poland.

Poland's Energy Policy (PEP2040) and National Energy and Climate Plan (KPEiK)

The European Union's policy has a significant impact on shaping the national energy strategy. The Energy Policy of Poland until 2040 (PEP2040) is a strategic document adopted by the government, setting out the directions of development for the Polish fuel and energy sector. It sets out the assumptions of Poland's policy on energy transformation.

According to the document, the zero-carbon system is a long-term direction and involves the transitional use of gas in industry, greater use of offshore wind turbines and increasing the role of the so-called distributed power generation, which involves the production of electricity by small, home-based generators. While the PEP2040 contains provisions concerning the development of offshore wind farms, the document omits the development of the cheapest source of energy, namely onshore wind power plants.

According to PEP2040, the share of energy generated from RES in the power sector will amount to at least:

- 32% net in 2030,
- 40% net in 2040.

Although PEP240 was adopted on February 2, 2021, and appears to be a document that is up-to-date, its provisions should be considered outdated. Its assumptions, the boundary costs, even the rates for CO₂ emissions, everything has changed significantly since the drafting of PEP2040. It is expected that the revision of this strategic document will be necessary in 2023.⁵⁵ Without changes to the PEP2040, it will

⁵⁴ Ibidem.

⁵⁵ Pursuant to Article 15a of the Energy Law of April 10, 1997 (Journal of Laws of 2021, item 716, as amended), the Council of Ministers, upon the proposal of the minister responsible for energy, adopts

rozwój OZE w Polsce. Powyższe wynika chociażby z faktu, że przyjęty pułap udziału OZE w miksie energetycznym kraju na poziomie 32% netto w 2030 r. został praktycznie osiągnięty w 2021 r. (30,3% mocy zainstalowanych⁵⁶).

Drugim ważnym dokumentem kształtującym krajową strategię energetyczną Polski jest Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030 (KPEiK). KPEiK to strategiczne dokumenty, do opracowania których zobowiązane zostały wszystkie kraje członkowskie Unii Europejskiej. Przedstawiają one wizję rozwoju całego sektora paliwowo-energetycznego wraz z oceną wpływu na gospodarkę, środowisko i społeczeństwo w perspektywie 2030 r. (z trajektorią do 2040 r.). Zgodnie z założeniami Polska będzie stawiać na dywersyfikację nośników energii, sukcesywnie zwiększając udział OZE (którego rola w elektroenergetyce zwiększana będzie głównie za sprawą dwóch technologii, to znaczy energetyki wiatrowej oraz fotowoltaiki), jak również wprowadzając do bilansu energetycznego energetykę jądrową, począwszy od 2033 r.

Wydaje się jednak, że założenia KPEiK są również archiwalne, podobnie jak te wynikające z PEP2040. Wprawdzie udział OZE w miksie energetycznym kraju ma stopniowo wzrastać – z 18% w 2015 r. do:

- ok. 40% w 2030 r.,
- 50% w 2040 r., z czego 66% stanowić będzie energetyka wiatrowa.

Powyższe cele wydają się zaniżone wobec aktualnie osiągniętej mocy zainstalowanej z OZE. Tym samym konieczna jest szybka i dogłębna aktualizacja KPEiK⁵⁷. Sytuację zaniżenia przez krajowe strategiczne dokumenty energetyczne możliwych do osiągnięcia wolumenów energii produkowanych przez lądowe elektrownie wiatrowe przedstawia poniższy wykres.

be impossible to further develop RES in Poland. This is due to the fact that the adopted threshold for the share of RES in the country's energy mix at 32% net in 2030 was practically reached in 2021. (30.3% of installed capacity⁵⁶).

The second important document shaping Poland's national energy strategy is the National Energy and Climate Plan for 2021–2030 (KPEiK). The KPEiK is a strategic document, which all European Union member states are obliged to prepare. They present a vision of development of the entire fuel and energy sector together with an assessment of the economic, environmental and social impact in the time frame until 2030 (with a projection to 2040). In accordance with the assumptions, Poland will focus on diversification of energy carriers, gradually increasing the share of RES (whose role in the power sector will increase mainly due to two technologies: wind energy and photovoltaics) as well as introducing nuclear energy into the energy mix, starting from 2033.

However, it seems that the assumptions of the KPEiK are also outdated, just as those derived from PEP2040. Although the share of RES in the country's energy mix is supposed to gradually increase – from 18% in 2015 to:

- around 40% in 2030,
- 50% in 2040, of which 66% will be wind power.

The above targets seem to be too low given the currently achieved RES capacity. Therefore, it is necessary to quickly and thoroughly update the KPEiK.⁵⁷ The situation where the national strategic energy documents underestimate the achievable volumes of energy produced by onshore wind power plants is depicted in the chart below.

tyczną państwa przyjmuje co 5 lat. Jednakże, w związku z przyspieszeniem transformacji energetycznej w Europie przewiduje się, że w 2023 r. konieczna będzie rewizja PEP2040.

⁵⁶ Na podstawie danych Agencji Rynki Energii

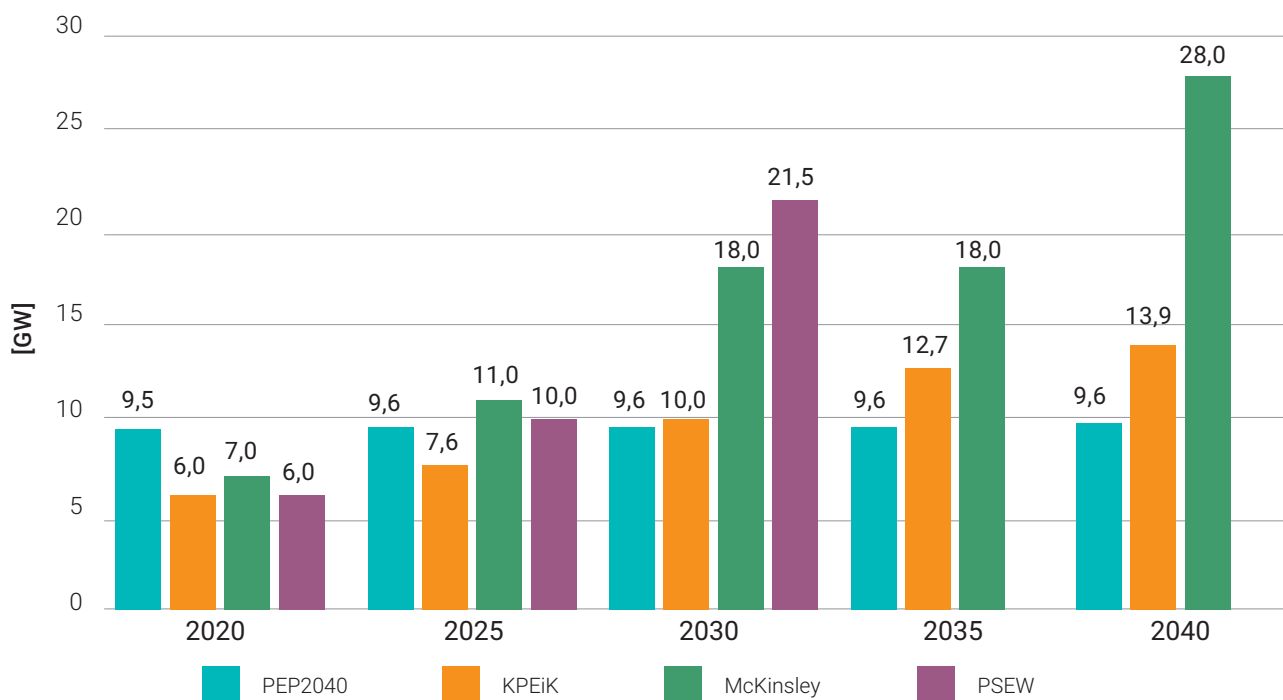
⁵⁷ Zgodnie z art. 14 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany rozporządzeń (...) (Dz.U. UE. L. z 2018 r. Nr 328, str. 1; ze zm.) do 30 czerwca 2024 r. Polska jest zobowiązana przekazać Komisji Europejskiej aktualizację zgłoszonego zintegrowanego KPEiK.

the national energy policy every 5 years. However, due to the acceleration of the energy transition in Europe, it is expected that PEP2040 will need to be revised in 2023.

⁵⁶ Based on data from Energy Market Agency.

⁵⁷ Pursuant to Article 14 of Regulation (EU) 2018/1999 of the European Parliament and of the Council of December 11, 2018 on the governance of the Energy and Climate Action, amending Regulations (...) (OJ EU. L. 2018. No. 328, p. 1; as amended), by June 30, 2024, Poland is obliged to provide the European Commission with an update of the notified integrated KPEiK.

Wykres 5. Prognoza mocy osiągalnej netto źródeł wytwarzania energii [GW] przez elektrownie wiatrowe



Źródło: Opracowanie własne PSEW

Chart 5. Forecast of net generating capacity [GW] of wind power plants

Source: PSEW's own study

3 Krajowy Plan Odbudowy

Celem strategicznym Krajowego Planu Odbudowy (KPO) jest odbudowa potencjału rozwojowego gospodarki utraconego w wyniku pandemii COVID-19, w tym także budowa trwałej konkurencyjności gospodarki. Wynika on z Europejskiego Instrumentu Odbudowy i wśród głównych obszarów wyszczególnia Energię. Polska ma być beneficjentem puli o wartości niemal 58 mld EUR, przy czym 23,1 mld EUR stanowić mają bezzwrotne dotacje, zaś 34 mld EUR niskooprocentowane pożyczki.

Plan przewiduje transformację kluczowych sektorów gospodarki do modelu niskoemisyjnego, przede wszystkim poprzez rozwój zielonych technologii, w tym energetyki wiatrowej, ze szczególnym uwzględnieniem offshore. Celem w zakresie rozwoju OZE jest ograniczenie negatywnego oddziaływania gospodarki na środowisko przy jednoczesnym zapewnieniu konkurencyjności i bezpieczeństwa energetycznego oraz ekologicznego kraju. Zgodnie z komponentem B KPO „Zielona energia i zmniejszenie energochłonności” pula 14,3 mld EUR zostanie przeznaczona m.in. na poprawę warunków dla rozwoju OZE w Polsce, przede wszystkim na:

- rozwój sieci przesyłowych, inteligentną infrastrukturę elektroenergetyczną – 300 mln EUR;
- instalacje OZE realizowane przez społeczności energetyczne – 97 mln EUR;
- budowę infrastruktury terminalowej offshore – 437 mln EUR;

National Recovery Plan

The strategic aim of the National Recovery Plan (NRP) is to rebuild the development potential of the economy lost as a result of the COVID-19 pandemic, including building sustainable competitiveness of the economy. It stems from the European Recovery and Resilience Facility and specifies Energy as one of the main areas of focus. Poland is to benefit from a pool of nearly EUR 58 billion, with EUR 23.1 billion in non-repayable grants and EUR 34 billion in low-interest loans.

The plan provides for the transformation of key sectors of the economy to a low-carbon model, primarily through the development of green technologies, including wind energy, with a particular focus on offshore. The goal in terms of RES development is to reduce the negative environmental impact of the economy while ensuring national competitiveness and energy and environmental security. According to Component B of the NRP "Green energy and reduction of energy intensity", a pool of EUR 14.3 billion will be earmarked i.a. for the improvement of conditions for the development of RES in Poland, primarily for:

- development of transmission networks, intelligent electricity infrastructure – EUR 300 million;
- RES projects developed by energy communities – EUR 97 million;
- construction of offshore terminal infrastructure – EUR 437 million;

- wsparcie inwestycji morskich farm wiatrowych – 3 250 mln EUR (część pożyczkowa).

Co istotne, KPO zakłada, oprócz wyraźnego wsparcia rozwoju morskiej energetyki wiatrowej, reformę wspierającą rozwój energetyki rozproszonej z OZE w postaci nowelizacji przepisów ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, co zapewni rozwój inwestycji typu onshore. Powyższe pozwoli na realizację inwestycji lądowej elektrowni wiatrowej w gminach, które wyrażają wolę lokowania takiej infrastruktury.

4 Lokalizacja inwestycji – planowane nowe normy odległościowe

Obowiązująca ustawa z 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych⁵⁸ wprowadziła jedną z najbardziej restrykcyjnych w Europie zasad odległościowych – zasadę 10H. Reguła ta oznacza konieczność lokalizacji nowej elektrowni wiatrowej od istniejących zabudowań mieszkalnych i form ochrony przyrody w odległości wyznaczonej jako dziesięciokrotność wysokości elektrowni wiatrowej. Jak już wcześniej wskazano, skutkiem wprowadzenia zasady 10H jest ograniczenie możliwości lokowania i projektowania nowych inwestycji, przy jednoczesnym zablokowaniu rozwoju budownictwa mieszkalnego w sąsiedztwie istniejących elektrowni.

Od momentu wejścia w życie powyższej ustawy odległościowej środowiska samorządowe zrzeszone w Stowarzyszeniu Gmin Przyjaznych Energii Odnawialnej, jak również Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, wystąpiły z wnioskiem o liberalizację zasady 10H, niezbędnej do odblokowania potencjału krajowej lądowej energetyki wiatrowej.

4 maja 2021 r., czyli niemal 5 lat od wejścia w życie ustawy odległościowej, ówczesne Ministerstwo Rozwoju, Pracy i Technologii⁵⁹ wprowadziło projekt nowelizacji ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (numer w wykazie prac legislacyjnych Rady Ministrów: UD207), gdzie znalazły się regulacje dotyczące złagodzenia reguły 10H.

Celem projektu jest wprowadzenie zmian w zasadach lokalizowania inwestycji w zakresie lądowych elektrowni wiatrowych w gminach, które wyrażają wolę lokowania takiej infrastruktury oraz odblokowanie rozwoju budownictwa mieszkalnego w sąsiedztwie tych elektrowni przy zachowaniu maksymalnego bezpieczeństwa ich eksploatacji i zapewnieniu pełnej informacji o planowanej inwestycji dla mieszkańców okolicznych terenów.

⁵⁸ Dz.U. z 2021 r., poz. 724, dalej "ustawa odległościowa".

⁵⁹ Aktualnie Ministerstwo Rozwoju i Technologii.

- support for investments in offshore wind farms – EUR 3,250 million (loan part).

Importantly, in addition to explicitly reinforcing the development of offshore wind energy, the NRP envisages a reform supporting the expansion of the distributed energy system from RES in the form of an amendment to the Act on investment in wind power plants, which will ensure the development of onshore investment. The above will allow for the execution of onshore wind power plant investments in communes/municipalities that express their will to host such infrastructure.

Investment location – planned new distance standards

The currently applicable law of May 20, 2016 on investments in wind power plants⁵⁸ introduced one of the most restrictive distance rules in Europe – the 10H rule. This regulation means that a new wind power plant must be located at a distance determined as ten times the height of the wind power plant from existing residential buildings and forms of nature conservation. As previously indicated, the 10H rule has the effect of limiting the possibility to locate and design new investments, while blocking residential development in the vicinity of existing power plants.

Since the above mentioned distance law came into force, local government circles associated in the Renewable Energy Friendly Communes Association, as well as the Polish Wind Energy Association, have requested the relaxation of the 10H rule, which is necessary to unlock the potential of onshore wind energy in Poland.

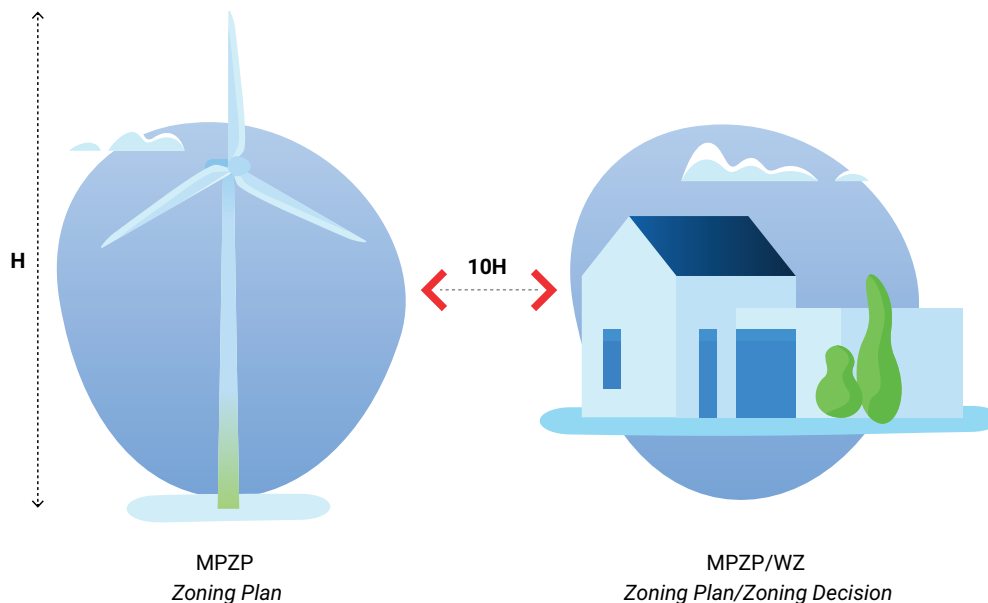
On May 4, 2021, almost 5 years after the entry of the Distance Law into force, the then Ministry of Development, Labour and Technology⁵⁹ introduced a draft amendment to the Act on Amending the Law on Investments in Wind Power Plants and Certain Other Laws (ref. no. in the list of legislative works of the Council of Ministers: UD207), which included provisions regarding the relaxation of the 10H rule.

The purpose of the draft is to introduce changes to the rules for locating onshore wind power plants in communes that express their will to host such infrastructure, and to unblock residential development in the vicinity of such power plants while maintaining maximum safety of their operation and providing full information on the planned investment to the residents of the surrounding areas.

⁵⁸ Journal of Laws of 2021, item 724, hereinafter the "Distance Law".

⁵⁹ At present: the Ministry of Development and Technology.

Rysunek 2. Ogólna zasada lokalizowania elektrowni wiatrowych



Źródło: Opracowanie własne PSEW

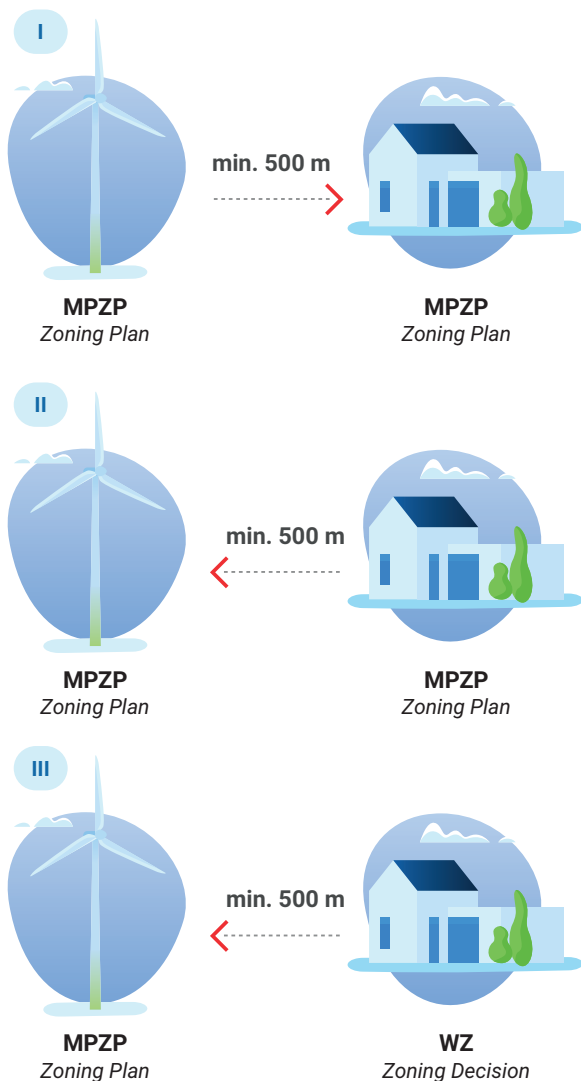
Fig. 2. General rule for locating wind turbines

Source: PSEW own study

Projekt zakłada utrzymanie generalnej zasady 10H (por. Rys. 2), lecz dopuszcza uelastycznienie ww. zasady odległościowej i oddanie większego władztwa w zakresie wyznaczania lokalizacji elektrowni wiatrowych poszczególnym gminom w ramach procedury planistycznej, tj. dotyczącej uchwalenia lub zmiany MPZP, opracowanego dla elektrowni wiatrowej. Tym samym dokument planistyczny będzie mógł określać inną odległość elektrowni wiatrowej od budynku mieszkalnego, mając na uwadze zasięg oddziaływań elektrowni wiatrowej z uwzględnieniem określonej w projekcie nowelizacji bezwzględnej odległości minimalnej (500 m). Podstawą dla określania wymaganej minimalnej odległości od zabudowań mieszkalnych będą wyniki przeprowadzonej prognozy oddziaływania na środowisko wykonywanej dla projektu MPZP. Jeżeli z prognozy dla projektu planu wyniknie, że wstępnie założony obszar objęty projektem planu jest mniejszy niż zasięg oddziaływania, planem będzie musiała zostać objęta reszta obszaru w zasięgu oddziaływania (por. Rys. 3, poz. I). Identyczna, minimalna, bezwzględna odległość będzie dotyczyć lokowania nowych budynków mieszkalnych objętych MPZP lub posiadających decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu („WZ”) w odniesieniu do istniejącej elektrowni wiatrowej (por. Rys. 3, poz. II i III).

The project assumes maintaining the general 10H rule (cf. Fig. 2), but allows for making the distance rule more flexible and allowing individual communes to have more authority in determining the location of wind power plants as part of the zoning procedure, i.e. enacting or amending the local spatial development plan prepared for the wind power plant. Thus, the planning document will be able to specify a different distance between the wind turbine and the residential building, taking into account the range of impacts of the wind turbine and the absolute minimum distance (500 m) specified in the draft amendment. The basis for determining the required minimum distance from residential buildings will be the results of an environmental impact assessment performed for a draft local spatial development plan ("zoning plan"). If the forecast for the draft plan shows that the preliminarily assumed area covered by the plan is smaller than the impact range, the rest of the area within the impact range will have to be covered by the plan (cf. Fig. 3, item I). An identical, minimum, absolute distance will apply to the location of new residential buildings covered by the zoning plan or having a land development conditions decision ("WZ" or zoning decision) issued with respect to the existing wind power plant (cf. Fig. 3, item II and III).

Rysunek 3. Liberalizacja zasady lokalizowania elektrowni wiatrowych



Źródło: Opracowanie własne PSEW

Projekt ustawy nie pomija także sytuacji, w której zasięg oddziaływań elektrowni wiatrowej wynikający z prognozy wykracza poza granice gminy, w której jest lokalizowana elektrownia wiatrowa. W takiej sytuacji plan miejscowy sporządza również gmina pobliska dla obszaru położonego na jej terenie, znajdującego się co najmniej w obrębie tej odległości, chyba że dla obszaru tego istnieje już plan, który uniemożliwia zabudowę budynkami mieszkalnymi lub budynkami o funkcji mieszanej, w skład które wchodzi funkcja mieszkalna (por. Rys. 4).

Fig. 3. Liberalization of the rule for locating wind turbines

Odległość większa niż zasięg oddziaływań elektrowni wiatrowej wynikającej z prognozy, jednak nie mniejsza niż 500 m

The distance greater than the range of impacts of the wind turbine resulting from the forecast, but not less than 500 m

Odległość większa niż zasięg oddziaływań elektrowni wiatrowej wynikającej z prognozy i nie mniejsza niż odległość wynikająca z oceny, jednak nie mniejsza niż 500 m

The distance resulting from the assessment, but not a distance greater than the range of impacts of the wind turbine resulting from the forecast and not less than 500 m

Odległość nie mniejsza niż odległość wynikająca z oceny, jednak nie mniejsza niż 500 m

The distance not less than the distance resulting from the assessment, but not less than 500 m

Source: PSEW own study

The draft act does not neglect a situation where the range of impact of a wind power plant, resulting from the prognosis, extends beyond the borders of the commune/municipality where the wind power plant is located. In such a situation, a local zoning plan shall also be drawn up by a neighbouring commune/municipality for an area located in its territory, which is at least within this distance, unless a plan already exists for this area, which prevents development with residential buildings or buildings with mixed functions, which include residential functions (cf. Fig. 4).

Rysunek 4. Wymogi planistyczne dla gmin pobliskich

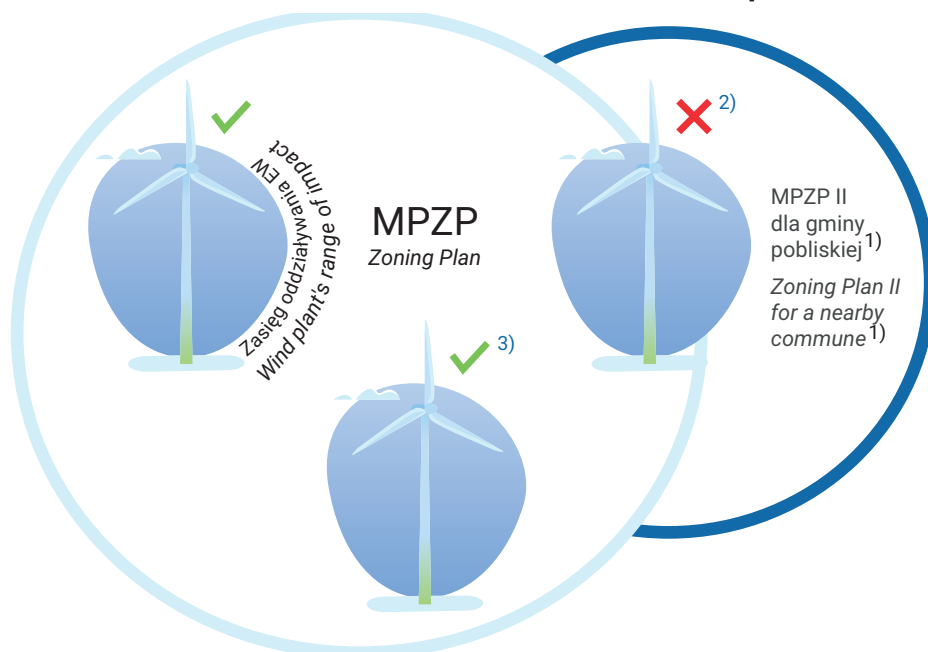


Fig. 4. Zoning requirements for nearby communes/municipalities

¹⁾ Konieczność sporządzenia MPZP także przez gminę pobliską, na którą wchodzi zasięg oddziaływania elektrowni wiatrowej, chyba że dla danego obszaru istnieje już MPZP uniemożliwiające zabudowę mieszkalną

²⁾ Brak możliwości budowy elektrowni wiatrowej, gdy MPZP II nie został uchwalony

³⁾ możliwości budowy elektrowni wiatrowej, gdy MPZP II nie został uchwalony

¹⁾ The necessity to draw up ZP also by the nearby commune, which is affected by the range of impact of the wind power plant, unless a ZP already exists for a given area preventing residential development

²⁾ No possibility to build a wind power plant when ZP II has not been passed

³⁾ possibility to build a wind power plant when ZP II has not been passed

Źródło: Opracowanie własne PSEW

Source: PSEW own study

Możliwość uelastycznienia zasady 10H przez gminy minimalnej odległości będzie związana z dodatkowymi prawami w zakresie konsultacji mieszkańców gmin podczas dyskusji publicznych. W tym celu, w przepisach dotyczących lokowania elektrowni wiatrowych, wprowadza się dla gminy obowiązek zorganizowania dodatkowych dyskusji publicznych, z udziałem zainteresowanych mieszkańców i innych interesariuszy, nad możliwymi do ujęcia w MPZP rozwiązaniami. Dyskusje publiczne będą także dotyczyć opracowanych projektów zmian ww. MPZP, które wyznaczają nowe ramy dla budowy lub przebudowy elektrowni wiatrowej.

W celu umożliwienia przeznaczenia pod inwestycje w postaci elektrowni wiatrowych dodatkowych terenów, które do tej pory podlegały zasadzie 10H, zgodnie z przyjętymi w projekcie założeniami, ustalana na poziomie ustawowym odległość minimalna nie będzie miała już zastosowania dla określania minimalnej odległości elektrowni wiatrowej od form ochrony przyrody.

Istotnym elementem proponowanych zmian jest wzmocnienie obowiązków podmiotu eksploatującego elektrownię wiatrową w zakresie zapewnienia bezpiecznej eksploatacji

The possibility to make the 10H rule more flexible for communes will be associated with additional rights to consult the residents of communes/municipalities during public discussions. For this purpose, the provisions on locating wind power plants introduce the obligation for a commune/municipality to organize additional public discussions, with the participation of interested residents and other stakeholders, on the solutions to be included in the zoning plan. The public discussions will also concern draft amendments to the above mentioned zoning plan, which set out a new framework for the construction or redevelopment of a wind power plant.

In order to enable designation of additional areas for investment projects in the form of wind farms, which so far have been subject to the 10H rule, according to the assumptions adopted in the draft, the minimum distance set by law will no longer apply to determining the minimum distance of a wind farm from forms of nature conservation.

An important element of the proposed amendments is the strengthening of the obligations of an entity operating a wind power plant with respect to ensuring safe operation

obiekty. Projekt wprowadza dodatkowe obowiązki dotyczące czynności technicznych istotnych dla zapewnienia bezpieczeństwa eksploatacji elementów technicznych elektrowni wiatrowych, które będą realizowane przez certyfikowane przez Urząd Dozoru Technicznego, wyspecjalizowane techniczne serwisy komercyjne, których działania będą monitorowane i weryfikowane przez ww. urząd.

5 Elementy procesu inwestycyjnego

Stan obecny

Inwestycja w budowę farmy wiatrowej jest procesem złożonym, długotrwałym i kapitałochłonnym, który wymaga specjalistycznej wiedzy i doświadczenia. Podobnie jak w latach poprzednich ocena ryzyka w procesie kupna sprzedaży dotyczyła jednak farm już funkcjonujących lub tych, dla których pozwolenie na budowę zostało wydane przed 20 maja 2016 r., czyli przed wprowadzeniem tzw. ograniczeń 10H. Farmy na wczesnych etapach rozwoju nie były przedmiotem sprzedaży ze względu na niemożność uzyskania stosownego pozwolenia na budowę wynikającego ze wspomnianego powyżej ograniczenia usankcjonowanego ustawą. Ponadto projekty farm wiatrowych, dla których wydano już określone pozwolenia, nie mogły być przedmiotem modernizacji w zakresie instalacji bardziej nowoczesnych turbin, których instalacja mogłaby prowadzić do szybszego spadku cen energii.

Nabywcami zaawansowanych już projektów w ostatnich latach (2016–2021) byli na ogół inwestorzy branżowi lub finansowi, którzy z pomocą generalnych wykonawców lub samych deweloperów (w formule „pod klucz”) dokończyli rozpoczęty już proces budowlany i przechodzili do fazy eksploatacyjnej bądź nabywali funkcjonującą farmę. Z perspektywy inwestorów bardzo istotnym zagadnieniem była kwestia zabezpieczenia przychodów. W szczególności, w przypadku nabywania instalacji nieobjętych systemem wsparcia w postaci zielonych certyfikatów, zabezpieczenie strumieni pieniężnych w postaci sprzedaży określonych ilości energii w ramach wygranych aukcji bądź na podstawie kontraktu na dostawę energii podpisanego z odbiorcą była kluczowym elementem wpływającym na wartość inwestycji.

Uchwalenie zapowiadanej od dłuższego czasu zmiany ustawy odległościowej może jednak w bardzo krótkim czasie doprowadzić do pojawienia się na rynku wielu projektów w początkowej fazie realizacji.

W takim wypadku istotnymi czynnikami, na które należało będzie zwrócić uwagę, będą przede wszystkim: właściwa lokalizacja, uzyskanie praw do terenu pod inwestycję, otrzymanie decyzji środowiskowej, zawarcie umowy przyłączeniowej, uzyskanie pozwolenia na budowę elektrowni i przyłączenia do sieci.

Bazując na doświadczeniach sprzed roku 2016, etapy przygotowania procedur procesu inwestycyjnego mogą wyglądać

of the facility. The draft introduces additional obligations regarding technical operations crucial for safe operation of technical elements of wind turbines, which will be performed by specialized commercial technical services certified by the Office of Technical Inspection (UDT), whose actions will be monitored and verified by the said office.

Elements of the investment process

Present state

Investing in the construction of a wind farm is a complex, lengthy and capital-intensive process that requires specialized knowledge and experience. Over the past few years, the investment risk assessment has focused on farms already in operation or at the design stage for which a building permit was issued prior to May 20, 2016, which is before the 10H restrictions were implemented. Projects in the earlier stages of development were rarely subject to deals due to the difficulty of obtaining a building permit under the terms of the current distance law. In addition, wind farm projects for which certain permits had already been issued could not be upgraded to install more modern turbines that if installed could lead to a faster decline in energy prices.

In recent years (2016–2021), projects at an advanced stage were generally purchased by professional or financial investors who either carried out the construction process with the help of general contractors or developers (turnkey formula) and moved on to the operation phase, or purchased a functioning farm. From the perspective of investors as well as financing institutions, the key issue is the question of securing revenue. Especially in the case of purchasing installations not covered by the support system of green certificates, securing cash flows in the form of selling certain amounts of energy in auctions won or on the basis of an energy supply contract signed with a customer was a key element influencing the value of the investment.

The enactment of the long-announced amendment to the Distance Law may, however, in a very short period of time lead to the emergence of many projects at the initial stage of implementation.

In such a case, the most important factors to be taken into account will be: proper location, obtaining rights to land for the investment, obtaining a decision on environmental conditions, concluding a connection agreement, obtaining a permit for construction of the power plant and connection to the grid.

Based on the experience prior to 2016, the stages of preparing the investment process procedures may look as

zgodnie z przedstawionym poniżej diagramem. Należy jednak zauważyć, iż kluczowy wpływ na ich ostateczną formę będzie miał końcowy kształt ustawy w momencie jej nowelizacji.

shown in the diagram below. However, it should be noted that the final form of the Act after amendments will have a key impact on their final form.

5.1. Etapy przygotowania i realizacji inwestycji

Lokalizacja inwestycji

1. Wybór lokalizacji farmy wiatrowej, w tym:
 - a) wstępna analiza możliwości pozyskania gruntów pod farmę i infrastrukturę (zawarcie umów przedwstępnych uprawniających do dysponowania gruntami),
 - b) wstępna analiza uwarunkowań środowiskowych,
 - c) wstępne konsultacje z władzami lokalnymi.
2. Analiza możliwości budowy farmy wiatrowej w wybranej lokalizacji, w tym:
 - a) analiza aktualnych uwarunkowań zagospodarowania przestrzennego,
 - b) wstępna analiza możliwości przyłączenia do sieci elektroenergetycznej oraz analiza przebiegu tras kablowych,
 - c) wstępna analiza warunków budowlanych oraz infrastruktury drogowej,
 - d) wstępny audyt ekologiczny/screening.
3. Uzyskanie akceptacji dla budowy farmy u władz lokalnych.
4. Przeprowadzenie konsultacji społecznych i uzyskanie akceptacji lokalnej ludności.
5. Wykonanie lub aktualizacja planu zagospodarowania przestrzennego albo uzyskanie decyzji o warunkach zabudowy.

Analiza opłacalności

6. Przeprowadzenie badań pomiarowych parametrów wietrznych, w tym:
 - a) uzyskanie decyzji o warunkach zabudowy dla masztu pomiarowego (jednego lub więcej),
 - b) budowa masztu (masztów) i zbieranie danych w okresie minimum 1 roku.
7. Analiza pomiarów wietrzności, wielowariantowy dobór turbin, oszacowanie produktywności, określenie lokalizacji poszczególnych turbozespołów.
8. Analiza wykonalności i analiza kosztów przyłączenia do sieci.
9. Opracowanie wstępnego biznesplanu.

Procedury i formalności

10. Wystąpienie o warunki przyłączenia do sieci (Opracowanie przez OSD/OSP ekspertyzy wpływu farmy wiatrowej na krajowy system elektroenergetyczny).
11. Uzyskanie prawa do dysponowania gruntem.
12. Uzyskanie warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej.

5.1. Stages of investment preparation and execution

Project location

1. Wind farm site selection, including:
 - a) initial analysis of the possibilities of acquiring land for the farm and infrastructure (concluding preliminary agreements entitling to use the land),
 - b) preliminary analysis of environmental conditions,
 - c) preliminary consultation with local authorities.
2. Analysis of the wind farm construction possibilities at the selected site, including:
 - a) analysis of current land use conditions,
 - b) preliminary analysis of the possibility of connecting to the power grid and analysis of cable routes,
 - c) preliminary analysis of site conditions and road infrastructure,
 - d) preliminary environmental audit/screening.
3. Obtaining approval for farm construction from local authorities.
4. Conducting public consultation and gaining acceptance from local community.
5. Drawing up or updating a zoning plan or obtaining a land development conditions decision.

Profitability analysis

6. Performing measurements of wind parameters, including:
 - a) obtaining a land development conditions decision for a metering mast (one or more),
 - b) building the mast(s) and collecting data over a minimum period of 1 year.
7. An analysis of wind measurements, multi-variant turbine selection, estimating productivity, determining the location of individual turbine units.
8. A feasibility study and cost analysis of grid connection.
9. Drawing up a preliminary business plan.

Procedures and formalities

10. Applying for grid connection conditions (Expertise by the DSO/TSO on the impact of the wind farm on the national power system).
11. Obtaining land use rights.
12. Obtaining conditions for connection to the power 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.
14. Opracowanie raportu wpływu farmy wiatrowej na środowisko.
15. Decyzja gminy o środowiskowych uwarunkowaniach dla danej inwestycji (na podstawie decyzji wydanych przez Regionalną Dyрекcję Ochrony Środowiska).
16. Wybór dostawcy urządzeń.
17. Opracowanie projektu budowlanego do pozwolenia na budowę.
18. Opracowanie szczegółowego biznesplanu.
19. Uzyskanie promesy koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej wraz ze stwierdzeniem występowania tzw. efektu zachęty.
20. Zawarcie umowy przedwstępnej na sprzedaż energii elektrycznej i certyfikatów pochodzenia.
21. Zawarcie umowy przyłączeniowej z OSD/OSP.
22. Uzyskanie pozwolenia (pozwoleń) na budowę.

Finansowanie i udział w aukcji

23. Pozyskanie promesy kredytu bankowego lub innej gwarancji finansowania projektu.
24. Uzyskanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji (prekwalifikacja).
25. Wygrana w aukcji.
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).

Realizacja

27. Realizacja procesu budowlanego.
28. Uzgodnienie instrukcji współpracy z OSD/OSP.
29. Uzyskanie koncesji na wytwarzanie energii.
30. Uzyskanie pozwolenia na użytkowanie obiektu.

5.2. Przygotowanie farmy wiatrowej do sprzedaży/ocena ryzyk w procesie kupna

Projekt inwestycyjny w postaci farmy wiatrowej można nabyć/zbyć zasadniczo w dwojaki sposób, tj. jako spółkę celową będącą właścicielem infrastruktury wraz ze wszystkimi prawami i obowiązkami niezbędnymi do produkcji energii elektrycznej (tzw. share deal) bądź jako wyodrębniony zespół

13. Submitting an application (with the attached Project Information Sheet and the necessity the scope of the environmental impact assessment) for the issuance of a decision on environmental conditions to the authorities of the commune (Pol. *gmina*) where the wind farm is to be constructed.
14. Preparing a wind farm environmental impact assessment report.
15. The decision on environmental conditions for the project issued by the commune authorities (based on the decisions issued by the Regional Directorate for Environmental Protection).
16. Selecting the equipment vendor.
17. Drawing up the building permit design for the needs of the building permit.
18. Drawing up a detailed business plan.
19. Obtaining a promise of the concession for power generation with a statement of the existence of the so-called incentive effect.
20. Concluding a preliminary agreement for the sale of electricity and certificates of origin.
21. Concluding a connection agreement with the DSO/TSO.
22. Obtaining building permit(s).

Financing and participation in the auction

23. Obtaining a bank loan promise or other guarantee for project financing.
24. Obtain a certificate of eligibility to participate in the auction (prequalification).
25. Winning the auction.
26. Changing ownership of the SPV (typical moment of entry of an industry or financial investor) and related transaction procedures (contracting, due diligence, risk hedging, deal structuring).

Execution

27. Construction Process.
28. Establishing instructions for cooperation with DSO/TSO.
29. Obtaining a power generation license.
30. Obtaining the occupancy permit for the facility.

5.2. Preparing the wind farm for sale/risk assessment in the purchase process

An investment project in the form of a wind farm can generally be acquired/disposed of in two ways, i.e. as a special purpose vehicle owning the infrastructure together with all the rights and obligations necessary to complete the

aktywów i zobowiązań bez jednoczesnego nabywania udziału w osobie prawnej do niego uprawnionej (tzw. asset deal).

Każdy ze wskazanych powyżej dwóch sposobów ma swoje wady i zalety, a wybranie optymalnej formy transakcji uzależnione jest od wielu okoliczności. Podstawową zaletą transakcji udziałowej jest pewność utrzymania wszelkich praw dotyczących projektu przez nabywcę. Jej wadą jest, iż spółka przechodzi „z dobrodziejstwem inwentarza” obejmującym wszelkie prawa i obowiązki zarówno cywilno-, jak i publicznoprawne, a zatem także ryzyka. W przypadku nabycia majątku zamiast udziałów w spółce, zakres transferowanych ryzyk jest znacznie węższy i poddający się lepszej identyfikacji oraz 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.

Istotnym elementem przy wyborze formy transakcji jest także zagadnienie dotyczące praw transferu praw i obowiązków wynikających z wygranej aukcji w przypadku transakcji asset deal.

Sprzedający, będący zwycięzcą aukcji, może przenieść wynikające z jej wygrania prawa i obowiązki wyłącznie w trybie określonym w art. 83a ustawy OZE, tj. przed zawarciem umowy przenoszącej własność instalacji na jego nabywcę. W tym celu wytwórca przenoszący własność oraz nabywca instalacji występują do Prezesa URE ze stosownym wnioskiem, przedkładając dokumentację określoną we wskazanym powyżej przepisie ustawy OZE.

Kluczowe ryzyka związane z realizacją procesu inwestycyjnego

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 procesu due diligence, które powinno obejmować w szczególności:

- ryzyka techniczne: przeszacowane lub nierzetelne założenia co do przewidywanej ilości produkowanej energii, nierzetelne pomiary wiatrowe, opóźnienia w realizacji projektu, nieoptymalny layout, kosztochłonne przyłącze, wysoka awaryjność itp.;
- ryzyka finansowe i biznesowe: obowiązujący system wsparcia i jego wpływ na poziom generowanych przychodów w przyszłości, zobowiązania warunkowe oraz pozabilansowe, odszkodowania, zmienność kosztów operacyjnych, niestabilność strumienia przychodów, zobowiązania do dostarczania określonej ilości energii,

project and produce electricity (share deal) or as a separate set of assets and liabilities without simultaneously acquiring a share in the legal entity entitled to it (asset deal).

Each of the two methods indicated above has certain advantages and disadvantages, and choosing the optimal form of transaction depends on many circumstances. The main advantage of the share deal is the certainty that the buyer will retain all rights to the project, as these belong to the SPV. Its disadvantage is that the company ownership is transferred “with the benefit of inventory” covering all rights and obligations, both civil and public law, and therefore also risks. In the case of an assets deal instead of a share deal, the scope of transferred risks is much narrower and is subject to better identification and hedging. In particular, attention should be paid to the buyer's liability for the seller's obligations related to the transferred property. The main disadvantage of an asset deal is the risk of ineffective transfer of some of the rights to the project, which in particular applies to some of the rights resulting from administrative decisions obtained by the seller. For this reason, the share deal model definitely dominates the market.

The issue of transferring the rights and obligations resulting from winning the auction in an asset deal is another critical element when choosing the form of the transaction.

The seller, who is the auction winner, may transfer the rights and obligations resulting from winning the auction only according to the procedure set out in Article 83a of the RES Act, i.e. before concluding the agreement transferring the ownership of the installation to the buyer. For this purpose, the transferring producer and the buyer of the installation apply to the President of the URE with an appropriate application, submitting the documentation specified in the aforementioned provision of the RES Act.

Key risks associated with the investment process:

A wind farm project may hide physical, design or legal defects that can significantly affect the price or even block the transaction. Detecting them is particularly difficult in the case of a project in the pre-construction phase. Therefore, in each case, it is extremely important to conduct a complete, multi-faceted due diligence process, which should include, in particular:

- technical risks: overestimated or unreliable assumptions about the expected amount of energy produced, unreliable wind measurements, delays in project execution, suboptimal layout, costly connection, high failure rate, etc.
- financial and business risks: the applicable support scheme and its impact on the level of revenue generated in the future, contingent and off-balance sheet liabilities, indemnities, volatility of operating costs, instability of the revenue stream, including the profile cost, commitments to deliver a certain amount of energy, unfavorable terms

niekorzystne warunki umów dzierżawy gruntów, niekorzystne umowy z instytucjami finansującymi itp.;

- ryzyka środowiskowe: nieprawidłowe pomiary hałasu i nieuwzględnienie występowania terenów lub gatunków chronionych itp.;
- 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 itp.;
- 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 publiczno-prawnymi itp.

of land lease agreements, unfavorable agreements with financing institutions, etc.

- environmental risks: incorrect noise measurements and a failure to take into account the presence of protected areas or species, etc.
- legal risks: insufficient security of the title to the property, defects in the permits obtained, non-compliance of administrative decisions with zoning conditions, inadequate security of contractual interests, etc.
- tax risks: underestimating real estate tax burdens, exchange rate differences and interest on financing received, insufficient capitalization, documentation of intangible services provided by related entities, gratuitous benefits, settlement of subsidies received, the risk of a failure to exploit tax losses, lack of certificates of residence and certificates of no default with public receivables, VAT settlements, etc.

OX2 rozwija i buduje farmy wiatrowe oraz słoneczne, od 3 lat także na rynku polskim. W tym czasie zbudowaliśmy portfel projektów o łącznej mocy ok. 1,5 GW na różnych etapach zaawansowania. Obecnie mamy już w eksploatacji farmę wiatrową Żary o mocy 21 MW, a 4 kolejne, od 20 MW do 48 MW, są w budowie. Wszystkie projekty to efekt wygranych aukcji w latach 2018–2021. W pipeline mamy jeszcze blisko 183 MW projektów wiatrowych i 28 MW projektów PV z kontraktami aukcyjnymi. Wśród nabywców naszych farm w Polsce są inwestorzy tacy jak DIF Capital Partners, Octopus Renewables, Equitix czy Meag Munich Ergo Asset.

Z powodu ograniczeń odległościowych instalujemy w Polsce przede wszystkim turbiny o mocy od 3–4 MW, które należą do najnowocześniejszych spośród stawianych w kraju, jednak są mniej wydajne od turbin 4–6 MW, jakie stawiamy w Skandynawii. W OX2 rozwój każdego projektu rozpoczynamy od złożonej analizy oraz zaplanowania lokalizacji projektu elektrowni wiatrowej oraz przyłącza. Optymalizujemy wszystkie elementy projektu w taki sposób, aby był możliwie najbardziej efektywny i jednocześnie generował najniższe koszty. Pomimo różnic na rynkach polskim i skandynawskim, koszt pozyskiwania ze źródeł odnawialnych jest i pozostanie zdecydowanie niższy niż w przypadku energii z paliw kopalnych. Dlatego polski sektor otwiera się na niezbędne zmiany. Już pojawiają się projekty, w których możliwe jest instalowanie najbardziej efektywnych turbin. W OX2 wkrótce rozpoczniemy budowę farmy wiatrowej o mocy 62,5 MW, na której instalować będziemy turbiny o mocy 5,6 MW.

Polska ma olbrzymi potencjał rozwoju sektora energetyki odnawialnej. Potrzebne jest jednak szybkie wprowadzenie zmian legislacyjnych oraz realizacja wielopłaszczyznowej edukacji. W mojej ocenie stworzenie transparentnych i nowoczesnych przepisów umożliwiających właściwe planowanie przestrzenne oraz rozwój inwestycji z poszanowaniem dialogu społecznego są niezbędne. Patrząc w przyszłość z nadzieją, że nowe regulacje prawne stworzą warunki dla rozwoju sektora OZE oraz przyniosą korzyści samorządom. Polska stanowi ważny rynek dla OX2 i dlatego inwestujemy zarówno w portfel projektów, jak i w lokalną organizację. Poprzez długofalowe działania w sektorze wiatrowym i słonecznym chcemy aktywnie uczestniczyć zarówno w globalnej, jak i polskiej transformacji energetycznej.



Katarzyna Suchcicka

Dyrektor Generalny OX2 w Polsce
General Director, OX2 Poland

OX2 develops and builds wind farms and solar plants, and has been present on the Polish market for three years. During this period, we have built a portfolio of projects with a total capacity of about 1.5 GW at various stages of development. We have handed over a 21 MW Żary wind farm to operations and 4 more, ranging from 20 MW to 48 MW, are under construction. All projects are the result of auctions won in 2018–2021. We also have nearly 183 MW in wind projects and 28 MW in PV projects with auction contracts in the pipeline. In Poland, our projects were purchased by investors such as DIF Capital Partners, Octopus Renewables, Equitix, and Meag Munich Ergo Asset.

Due to distance limits effective in Poland we mainly install 3–4 MW turbines, which are the most modern turbines installed in the country, however less efficient than the 4–6 MW turbines installed in Scandinavia. At OX2, we start the development of each project with the complex analysis, planning the wind turbine location and its connection to the grid. We optimize all elements of the project to make it as efficient as possible while generating the lowest cost. Despite the differences in the Polish and Scandinavian markets, the cost of renewable energy is and will remain significantly lower than the cost of fossil fuels. This is why the Polish sector is opening up to the necessary changes. We also have some projects in Poland, which allow the most efficient turbines to be installed. At OX2, we will soon begin the construction of a 62.5 MW wind farm project with 5.6 MW turbines.

Poland has a large potential for the development of the renewable energy sector. However, what it needs, are the rapid legislative change and the implementation of multifaceted education. In my opinion, establishing transparent and modern regulations that allow for proper spatial planning and project development with respect for social dialogue are essential. I look forward to the future with a hope that the new regulations will create conditions for the development of the RES sector and will bring benefits to local governments. Poland is an important market for OX2, which is why we are investing in both the project portfolio and the local organization. Through long-term activities in the wind and PV sector, we want to participate actively in both the global and the Polish energy transition.

5.2.1. Perspektywa zbywcy: vendor due diligence

Analiza ma przede wszystkim na celu rozpoznanie mocnych i słabych stron oferowanego projektu w stosunku do benchmarków rynkowych. Pozwala to zarządzić częścią zidentyfikowanych zagrożeń przed ich ujawnieniem kontrahentowi i w konsekwencji ułatwić finalizację transakcji. Z biznesowego punktu widzenia znaczną korzyść, zwłaszcza w procesie negocjacji z wieloma potencjalnymi nabywcami, stanowi wystandaryzowanie procesu i uporządkowanie go 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 scentralizowaną 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.

5.2.2. Perspektywa nabywcy: buy-side due diligence

W ramach raportu due diligence kupujący w pierwszej kolejności otrzymujemy 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 wiele możliwości ich zabezpieczenia, ograniczenia lub odpowiedniego uwzględnienia w procesie negocjacyjnym. Celem zabezpieczenia przed konsekwencjami ryzyk ujawnionych w ramach due diligence, nabywcy przysługują 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).

Model kalkulacji ceny w przypadku nabycia udziałów w spółce będącej właścicielem farmy wiatrowej

Istotną kwestią rodzącą w przypadku transakcji nabycia udziałów farmy wiatrowej (share deal) jest model kalkulacji ceny przyjęty przez strony transakcji. Chociaż szacunkowa wartość farmy wiatrowej będącej przedmiotem transakcji jest ustalona pomiędzy stronami transakcji już na początkowym etapie (np. w formie złożenia wstępnej oferty przez Kupującego i jej akceptacji przez Sprzedającego), to precyzyjne ustalenie ceny na dzień transakcji jest materia o wiele bardziej skomplikowaną. W praktyce spotykamy 2 metody ustalenia ceny zakupu udziałów. Pierwszą z nich jest tzw. metoda Closing Accounts, a drugą tzw. metoda Locked Box. Decyzja stron o przyjęciu jednej z nich zapada najczęściej

5.2.1. Seller's perspective: vendor due diligence

Vendor due diligence is primarily designed to identify the strengths and weaknesses of the project on offer compared to market benchmarks. It allows to manage some of the identified risks before they are disclosed to potential buyers and, consequently, facilitate finalizing the transaction on optimal terms. From a business perspective, a major advantage, especially in the process of negotiating with multiple potential buyers, can be achieved by standardizing the process and structuring it by organizing vendor due diligence and/or setting up a virtual data room for vendor due diligence. It is also practical to cumulatively manage information sharing through a centralized Q&A list. The investment prospectus presented to potential buyers should include the vendor due diligence report (unless it shows significant liabilities), as well as basic information about the project such as: its location, stage of works against the schedule, permits and decisions obtained, the model and technical data of the planned turbines, expected capacity, productivity, legal title to the property, grid connection conditions and contact details.

5.2.2. Buyer's perspective: buy-side due diligence

As part of the due diligence report, the buyer first receives information on whether the project contains any key risks or barriers that may result in a deviation from the planned investment or affect its valuation. Proper identification and valuation of the risks associated with an investment generally creates a number of opportunities to hedge, mitigate or appropriately address them in the negotiation process. In order to protect against the repercussions of risks revealed in the course of due diligence, the buyer is entitled to a number of civil law remedies (seller's warranties, bank guarantees, sureties, policies, escrow accounts, etc.), public law remedies (e.g. binding interpretations of tax authorities) and factual remedies (e.g. detailed takeover protocol, price reduction).

Pricing model in case of acquisition of shares in a company owning a wind farm

An important issue which arises in case of share deal is the price calculation model adopted by the parties to the transaction. Although the estimated value of a wind farm being the subject of the transaction is agreed upon between the parties at the initial stage of the transaction (e.g. in the form of the initial offer submitted by the Buyer and accepted by the Seller), the precise determination of the price on the transaction date is a much more complicated matter. In practice, we encounter 2 methods of determining the share purchase price. The first of them is the so-called Closing Accounts method, and the second – the Locked Box method. The parties' decision to adopt one of them is usually made

na wstępnych etapach negocjacji. Zazwyczaj strona, która posiada mocniejszą pozycję przetargową, stara się narzucić preferowane przez siebie podejście, które ograniczy ryzyko związane z akceptacją zbyt niskiej (Sprzedający) bądź zbyt wysokiej (Kupujący) ceny za udziały.

Completion Accounts

Koncepcja Completion Accounts jest tradycyjnym podejściem stosowanym w umowach sprzedaży udziałów (ang. Share Purchase Agreement, SPA), dla celów kalkulacji finalnej ceny ich nabycia. Cena nabycia udziałów wskazana w SPA na dzień transakcji (ang. Closing Date), będący dniem transferu ryzyk i korzyści wynikających z faktu nabycia własności udziałów, skalkulowana wstępnie w oparciu o dane szacunkowe sporządzone na ten dzień, jest korygowana o różnicę pomiędzy przyjętymi do tej kalkulacji szacunkami dla wybranych komponentów formuły cenowej (najczęściej są to środki pieniężne, kapitał obrotowy oraz dług netto) a wartościami rzeczywistymi tych komponentów obliczonymi na Closing Date.

Metoda preferowana jest przez Kupującego, ponieważ zapewnia tej stronie dużo większą kontrolę nad procesem precyzyjnej kalkulacji ceny nabycia, która odbywa się w oparciu o szczegółowe dane finansowe na dzień transakcji. Jej wadą jest duża czasochłonność i konieczność dokonania ostatecznego rozliczenia nawet kilka miesięcy po dniu transakcji.

Locked Box

W ramach mechanizmu Locked Box cena sprzedaży udziałów określana jest przez strony na wybrany dzień w przeszłości (tzw. Locked Box Date, LBD) w oparciu o zestaw uzgodnionych na ten dzień elementów ceny, w tym wartości przedsiębiorstwa (ang. Enterprise Value, EV) oraz określonych elementów bilansu, takich jak środki pieniężne, kapitał obrotowy oraz dług netto.

W praktyce często przyjmuje się, że kluczowe komponenty ceny ustalane są na dzień, na który sporządzone zostało ostatnie pełne sprawozdanie finansowe. Czasami jednak dla tego celu sporządzane są specjalne sprawozdania finansowe na inny dzień.

Od daty Locked Box Date ekonomiczne ryzyka i korzyści związane z funkcjonowaniem farmy wiatrowej przechodzą na kupującego. Z racji tego, że LBD jest datą występującą w przeszłości, w okresie pomiędzy LBD a momentem zapłaty ceny i podpisaniem SPA (Closing date), spółka będąca przedmiotem sprzedaży jest cały czas zarządzana przez sprzedającego na rzecz kupującego. Z perspektywy nabywcy kluczowym warunkiem jest, aby w tym okresie podmiot, będąc nadal kontrolowany przez zbywcę, działał wyłącznie w tzw. toku zwykłej działalności (ang. Ordinary Course of Business), co powinno zapobiec tzw. wyciekowi wartości (ang. leakage) innemu niż uzgodniony przez strony transakcji (ang. permitted leakage). W praktyce sprzedający

at the initial stages of negotiations. Usually, the party with the stronger bargaining position tries to impose its preferred approach, which will limit the risk related to accepting too low (Seller) or too high (Buyer) price for shares.

Completion Accounts

The Completion Accounts concept is a traditional approach used in Share Purchase Agreements (SPA) for the purpose of calculating the final purchase price. The purchase price indicated in the SPA on the transaction date (Closing Date), which is the date of transferring the risks and rewards of ownership of shares, initially calculated on the basis of estimates made as of that date, is adjusted by the difference between the adopted estimates for selected components of the price formula (usually cash, working capital and net debt) and the actual values of these components calculated as of the Closing Date.

This method is preferred by the buyer, as it gives that party much more control over the process of precise calculation of purchase price, which is based on detailed financial data as of the transaction date. Its disadvantage is that it is very time consuming and the final settlement has to be made even several months after the transaction date.

Locked Box

When using the Locked Box mechanism, the sale price of the shares is determined by the parties on a selected day in the past (Locked Box Date, LBD) based on a set of price elements agreed upon on that date, including Enterprise Value (EV) and certain balance sheet elements such as cash, working capital and net debt.

In practice, it is often assumed that the key price components are determined as of the date on which the last complete financial statements were prepared. However, sometimes special financial statements are prepared as of a different date for this purpose.

As of the Locked Box Date, the economic risks and rewards of operating the wind farm pass to the buyer. As LBD is a date in the past, in the period between LBD and the moment of payment of the price and signing of the SPA (Closing date), the company subject to the sale is still managed by the seller on behalf of the buyer. From the buyer's perspective, the key condition is that during this period the entity, while still controlled by the seller, operates exclusively in the so-called Ordinary Course of Business, which should prevent any leakage of value other than that agreed by the parties to the transaction (permitted leakage). In practice, the seller commits in the SPA that no form of leakage of value (other than "permitted") will occur during the period until the trans-

zobowiązuje się w SPA, że nie wystąpi żadna forma wycieku wartości (inna niż „dozwolona”) w okresie do zawarcia transakcji, a także zazwyczaj zgadza się na pewną formę ograniczenia w prowadzeniu działalności do czasu jej ukończenia (na przykład wymaga zgody kupującego na zawarcie istotnych umów z podmiotami powiązanymi, zakup/sprzedż kluczowych aktywów, wypłatę dywidendy).

Metoda Locked Box preferowana jest przez Sprzedającego. Wynika to z faktu, że cena sprzedaży jest ustalana raz i od tego momentu jest niezmienna, ograniczając ryzyko jej zniżenia dla Sprzedającego.

6 Finansowanie projektów

6.1. Rodzaje źródeł finansowania projektów

Istnieje wiele sposobów finansowania projektów wiatrowych. Do najpopularniejszych wykorzystywanych w Polsce sposobów należą:

- kredyty i pożyczki przyznawane przez sektor bankowy i międzynarodowe instytucje finansowe, w tym kredyty preferencyjne oraz duże kredyty inwestycyjne (opiewające na kwoty kilkaset milionów PLN) przyznawane przez konsorcja banków (popularne w przypadku inwestycji charakteryzujących się wysokim zapotrzebowaniem na kapitał, m.in. przy budowie farmy wiatrowej od etapu greenfield);
- system dotacyjny na inwestycje w OZE (środki przyznawane na szczeblu centralnym, lokalnym, środki unijne, środki Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej – NFOŚiGW oraz jego wojewódzkich oddziałów). Są to środki przyznawane na małe i mikroinwestycje (dla mniejszych przedsiębiorców, JST i osób fizycznych) – przykładowo program „Agroenergia” zakłada dofinansowanie budowy lądowej farmy wiatrowej o mocy zainstalowanej do 0,5 MW;
- zielone obligacje (green bonds);
- finansowanie typu project finance;
- partnerstwo publiczno-prywatne (PPP);
- leasing;
- wykorzystanie ulg podatkowych;
- kapitał akcyjny oraz pożyczki właścicielskie.

Finansowanie zdecydowanej większości projektów odbywa się z udziałem zewnętrznych instytucji finansowych, którymi najczęściej są banki. Dla dostawcy finansowania dłużnego lądowa energetyka wiatrowa jest bardzo atrakcyjnym rynkiem, dlatego finansowaniem projektów wiatrowych w coraz większym stopniu zainteresowane są także fundusze inwestujące w dług. Część spółek wykorzystuje także finansowanie wewnątrzgrupowe w ramach podmiotów powiązanych.

Czynniki decydujące o zdolności do pozyskania finansowania bankowego projektów wiatrowych

Szczególnymi względami cieszą się projekty, które wygrały aukcję z zabezpieczoną ceną sprzedaży znacznej części

action is concluded, and typically agrees to some form of restriction on the conduct of the business until completion (for example, requiring the buyer's consent to enter into material related party agreements, purchase/sale of key assets, payment of dividends).

The Locked Box method is preferred by the Seller. This is due to the fact that the selling price is set once and is unchangeable from then on, reducing the risk of underpricing for the Seller.

Project financing

6.1. Project financing sources

There are many ways of financing wind projects. The most popular methods used in Poland include:

- credits and loans granted by the banking sector and international financial institutions, including preferential credits and large investment credits (for amounts of several hundred million PLN) granted by consortia of banks (popular in case of investments characterized by high demand for capital, e.g. for the construction of wind farms from the greenfield stage);
- subsidy system for RES investments (funds granted at the central and local level, EU funds, funds from the National Fund for Environmental Protection and Water Management – NFOŚiGW and its regional branches). For example, the "Agroenergia" programme provides for co-financing of the construction of an onshore wind farm with an installed capacity of up to 0.5 MW;
- green bonds;
- project finance;
- public private partnership (PPP);
- leasing;
- use of tax reliefs;
- share capital and owner loans.

The vast majority of projects are financed with the participation of external financial institutions, most often banks.. For debt financial providers, onshore wind energy is a very attractive market, therefore funds investing in debt are also increasingly interested in financing wind projects. Some companies also use intra-group financing within related entities.

Factors determining the ability to obtain bank financing for wind projects

Projects that won the auction with a secured selling price for a significant part of the energy production volume are

wolumenu produkcji energii. Wygrana aukcja w zasadzie gwarantuje uzyskanie finansowania bankowego przy spełnieniu pozostałych wymagań w zakresie m.in. wkładu własnego inwestora. Projekty bez wygranej aukcji nie stoją jednak na straconej pozycji, ponieważ instytucje finansowe coraz przychylniej postrzegają projekty z długoterminowym kontraktem cPPA. W tym przypadku duże znaczenie ma wiarygodność finansowa odbiorcy energii.

W ramach procesu przyznawania finansowania podmioty finansujące weryfikują niezależnie wiarygodność przyjętych przez inwestorów założeń dotyczących cen energii i szacowanych kosztów. Wartość wolumenu produkowanej energii najczęściej przyjmowana jest na poziomie prawdopodobieństwa P90, a więc dość ostrożnie⁶⁰. Ścieżki cenowe porównywane są z projekcjami sporządzanymi przez ekspertów zajmujących się analizą rynków energii. Wysokość kosztów oraz nakładów inwestycyjnych porównywana jest do warunków rynkowych panujących w sektorze.

6.2. Charakterystyka pasywów

Finansujący są skłonni finansować do 70–80% wartości inwestycji (nakłady inwestycyjne i wydatki na development), w zależności od rozkładu ryzyk w projekcie. Na koszty finansowania wpływ mają:

- wielkość inwestycji
- IRS
- prowizja
- uprawnienia kontrolne instytucji finansujących w okresie eksploatacji projektu.

Koszt finansowania składa się ze stawki WIBOR oraz marży, która obecnie mieści się w przedziale od 2,0 do 3,5%. W okresie trwania procesu inwestycyjnego przed oddaniem do użytkowania elektrowni wiatrowej marża kredytowa jest podwyższona, zazwyczaj o kilkadziesiąt punktów bazowych. Część instytucji finansowych oferuje także zabezpieczenie poziomu zmiennej stawki WIBOR na określonym poziomie poprzez zawarcie kontraktu IRS (interest rate swap) – takie umowy zawierane są w odniesieniu do części lub całości kwoty udzielonego finansowania. Dodatkowym kosztem jest także prowizja za udzielenie finansowania. W trakcie eksploatacji projektu instytucje finansujące monitorują sytuację finansową kredytobiorców. Umowy kredytowe zawierają postanowienia o minimalnych poziomach wskaźników, przede wszystkim wskaźnika pokrycia obsługi długu (DSCR) oraz udziału kapitału własnego w sumie bilansowej.

Wyniki ankiety przeprowadzonej wśród członków Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej (PSEW) pokazują, że najczęstszą docelową strukturą kapitału jest udział długu zewnętrznego w przedziale od 60 do 80% wartości projektu. Zwykle źródłem finansowania są kredyty udzielane

⁶⁰ Poziom P90 oznacza, że biorąc pod uwagę wyniki przeprowadzonych analiz, istnieje 90% prawdopodobieństwo osiągnięcia danej wielkości produkcji energii elektrycznej. Poziom P50 oznaczałby wartość produkcji osiąganą z 50% prawdopodobieństwem, czyli średnią produktywność.

particularly appreciated. In principle, the winning auction guarantees that financing will be granted by the bank, while meeting other requirements in the scope, among others, investor's own contribution. However, projects that did not win the auction are not in a lost position, as financial institutions look more favourably at projects with a long-term cPPA contract. In this case, the financial credibility of the entity which purchases energy is quite important.

As part of the process of granting financing, financial providers independently verify the reasonableness of assumptions made by investors regarding energy prices and estimated costs. The volume of produced energy is most often assumed at the P90 probability level, so quite cautiously.⁶⁰ The price paths are compared with the projections prepared by experts in energy market analysis. The amount of costs and investment outlays is compared to the market conditions prevailing in the sector.

6.2. Characteristics of liabilities

Financial providers are willing to finance up to 70-80% of the investment value (capital expenditures and development expenditures) depending on project risk. Financing costs are affected by:

- investment size
- IRS
- commission
- inspection rights of financing institutions during the project's exploitation period.

The financing cost is based on the WIBOR rate and the margin, which currently ranges from 2.5% to 3.0%. In the period before the wind farm is commissioned for use, the credit margin is increased, usually by several dozen basis points. Some financial institutions also offer hedging of the variable WIBOR rate at a specific level by concluding an IRS (interest rate swap) contract – such contracts are concluded for part or all of the amount of financing granted. An additional cost is also a commission for granting financing. During the exploitation phase, financial providers monitor the financial condition of the borrowers. Credit agreements contain provisions on the minimum levels of ratios, primarily the debt service coverage ratio (DSCR) and the share of equity in the balance sheet total.

The results of the survey conducted among members of the Polish Wind Energy Association (PSEW) show that the most common target capital structure is the share of external debt in the range from 60% to 80% of the project value. Usually, the source of financing is loans granted by commercial

⁶⁰ A P90 level means that, given the results of the analyses performed, there is a 90% probability of achieving a given amount of electricity production. A P50 level would mean a production value achieved with 50% probability, i.e. average productivity.

przez banki komercyjne, lecz część podmiotów poszukuje także finansowania u innych inwestorów strategicznych lub funduszy private equity.

banks, but some entities also seek financing from other strategic investors or private equity funds.

Rysunek 5. Średni udział długu i kapitału własnego w finansowaniu projektów lądowej energetyki wiatrowej (%)

Fig. 5. Average share of debt and equity in onshore wind project financing (%)



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych projektu AURES II Renewable energy financing conditions in Europe

Source: Baker Tilly TPA based on data from AURES II Renewable energy financing conditions in Europe project

Badanie rynkowe przeprowadzone w ramach projektu AURES II na zlecenie Komisji Europejskiej na temat warunków finansowania projektów w zakresie energetyki odnawialnej wskazuje na podobne poziomy zadłużenia. Powyższa mapa ukazuje średni procentowy poziom długu

A market study conducted as part of the AURES II project for the European Commission on financing conditions for renewable energy projects indicates similar levels of debt. The map above shows the average percentage level of debt

i kapitału własnego dla lądowych farm wiatrowych w Polsce i innych krajach Europy.

Wyniki badania w dużej części pokrywają się z odpowiedziami respondentów PSEW. Sugerowany średni poziom zadłużenia w Polsce wynosi między 60 a 70% wartości projektu. Dla porównania w innych krajach europejskich osiąga on poziom nawet dążący do 100% (Niemcy), a niekiedy jedynie 40% (Szwecja, Finlandia). Niemniej średni udział długu w strukturze finansowania na terenie Europy jest bardzo zbliżony do wartości obserwowanych w Polsce i wynosi ok. 70% wartości projektu.

Na zakres wykorzystania finansowania dłużnego w Europie wpływ mają m.in. wielkość i rating inwestora-kredytobiorcy, ryzyko inwestycyjne danego kraju, poziom stóp procentowych, istnienie, rodzaj i okres funkcjonowania systemów wsparcia oraz specyfika założeń komercyjnych danego przedsięwzięcia.

Warto zwrócić uwagę, iż w przypadku wykorzystania finansowania dłużnego nie zawsze można w pełni korzystać z efektów tarczy podatkowej. Związane jest to z przepisami ustawy CIT, regulującej limity tak zwanej cienkiej kapitalizacji.

6.3. Tarcza podatkowa w zakresie kosztów finansowych a koszty uzyskania przychodów

Zgodnie z najnowszymi zapisami ustawy CIT związanymi z wprowadzeniem „Polskiego Ładu”, od 1 stycznia 2022 r. wskazany został limit kosztów finansowania dłużnego, powyżej którego nie będą one zaliczane do kosztów uzyskania przychodów. Limit ten stanowi wyższą z poniższych wartości:

- kwotę 3 mln PLN albo
- 30% kwoty podatkowej EBITDA.

Dodatkowo wprowadzono do ustawy CIT zapis, zgodnie z którym za koszty uzyskania przychodów nie uważa się kosztów finansowania dłużnego uzyskanych od podmiotów powiązanych w tej części, w jakiej zostały przeznaczone bezpośrednio lub pośrednio na transakcje kapitałowe (np. na nabycie lub objęcie udziałów/akcji), wniesienie dopłat, podwyższenie kapitału zakładowego lub wykup udziałów własnych w celu ich umorzenia.

Ustawa o podatku dochodowym od osób prawnych definiuje podatkowy wynik EBITDA. Są to wszystkie przychody pomniejszone o koszty uzyskania przychodów z wyłączeniem odpisów amortyzacyjnych oraz kosztów finansowania dłużnego nieuwzględnionych w wartości początkowej środków trwałych.

Biorąc pod uwagę powyższe przepisy podatkowe, przeprowadziliśmy analizę struktury finansowania modelowego projektu. Jej celem było określenie maksymalnej wartości udziału długu w strukturze finansowania, dla której koszty odsetek zaliczą się w całości do kosztów uzyskania przychodu.

and equity for onshore wind farms in Poland and other European countries

The survey results are largely in line with the responses of the PSEW respondents. The suggested average level of debt in Poland is between 60 and 70% of the project value. For comparison, in other European countries it reaches levels even approaching 100% (Germany), and sometimes only 40% (Sweden, Finland). Nevertheless, the average share of debt in the financing structure in Europe is very close to the values observed in Poland and amounts to about 70% of the project value.

The extent of the use of debt financing in Europe is influenced by, among others, the size and rating of the investor-borrower, investment risk of a given country, the level of interest rates, the existence, type and duration of support systems and the specificity of commercial assumptions of a given project.

It is worth noting that in the case of using debt financing, it is not always possible to fully benefit from the effects of the tax shield. This is due to the provisions of the CIT Act, which regulates the limits of the so-called thin capitalization.

6.3. Tax shield on finance costs vs. deductible expenses

Pursuant to the latest provisions of the CIT Act related to the introduction of the "Polish Deal", as of January 1, 2022 there is a limit indicated for the costs of debt financing, above which they will not be recognized as tax deductible costs. This limit is the higher of the following values:

- amount of PLN 3 million or
- 30% of tax EBITDA.

In addition, a provision has been introduced to the CIT Act stating that the costs of debt financing obtained from related parties are not tax deductible to the extent that they are allocated, directly or indirectly, to capital transactions (e.g. acquisition or subscription of shares), additional payments, share capital increases or buy-back of own shares in order to redeem them.

The Corporate Income Tax Act defines taxable EBITDA. These are all revenues less tax deductible costs, excluding depreciation and amortization and debt financing costs not included in the initial value of fixed assets.

Taking into account the above tax regulations, we conducted an analysis of the financing structure of the model project. Its aim was to determine the maximum value of debt share in the financing structure, for which the interest costs are fully deductible. The model assumptions were based on the

Założenia modelowe oparto na analizach omówionych w dalszych rozdziałach niniejszego raportu. Są to:

CAPEX/1MW:	7 100,0 tys. PLN
EBITDA/1MW:	717,4 tys. PLN
Koszt finansowania dłużnego:	WIBOR 3M (4,46%) + Marża 2,5%.

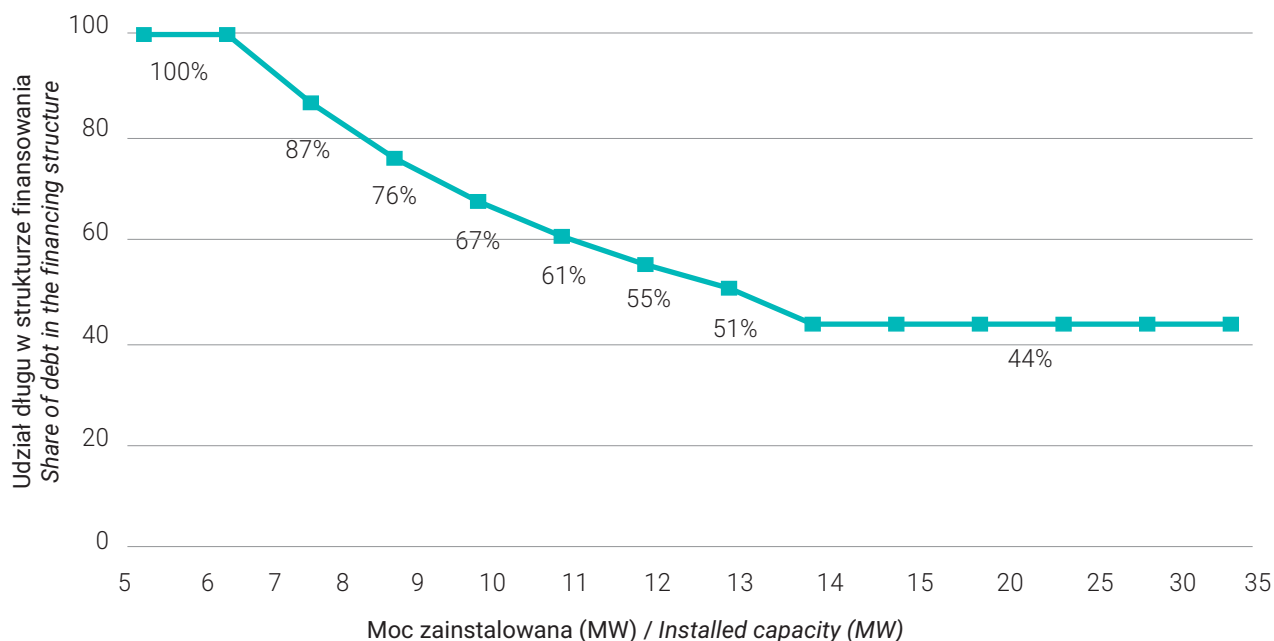
Wyniki pozwalają stwierdzić, że oczekiwana wartość graniczna mocy farmy, przy której 30% EBITDA będzie powyżej 3 mln PLN to ok. 14 MW. Oznacza to, że od tego poziomu (takiej mocy farmy wiatrowej) koszt finansowania dłużnego będzie częściowo wyłączony z kosztów uzyskania przychodów w części przekraczającej 30% EBITDA. Obliczenia wskazują, iż punkt graniczny udziału długu w strukturze finansowania dla farm większych niż 14 MW, przy którym możliwe jest pełne wykorzystanie efektów tarczy podatkowej, to ok. 44%. Oznacza to, że każda kwota kredytu finansująca inwestycję zaciągnięta powyżej tego progu wiąże się z ryzykiem zapłacenia wyższego podatku. Nie oznacza to jednak, że jest to próg opłacalności wykorzystania kapitału dłużnego. Ważny jest również jego koszt, który zawsze będzie niższy niż koszt kapitału własnego, choć brak tarczy podatkowej częściowo zniweluje tę różnicę.

analyses discussed in later chapters of this report. These are as follows:

CAPEX/1MW:	PLN 7,100,000
EBITDA/1MW:	PLN 717,000
Debt financing cost:	WIBOR 3M (4.46%) + Margin 2.5%.

The results allow for the conclusion that the expected boundary value of the wind farm capacity at which 30% of EBITDA will be above PLN 3 million is ca. 14 MW. It means that from this level (such wind farm capacity) the cost of debt financing will be partially excluded from the cost of revenue in the part exceeding 30% of EBITDA. The calculations show that the limit point of the debt share in the financing structure for the farms larger than 14 MW, at which the full use of the tax shield effects is possible, is about 44%. It means that each amount of credit financing the investment taken above this threshold is connected with the risk of paying higher tax. However, it does not mean that this is the threshold of profitability of using debt capital. Another important factor is its cost, which will always be lower than the cost of equity capital, although the lack of a tax shield will partially offset this difference.

Rysunek 6. Teoretyczny próg zadłużenia, w którym w pełni wykorzystywane są efekty tarczy podatkowej w zależności od wielkości inwestycji (mocy zainstalowanej farmy wiatrowej)



Źródło: Baker Tilly TPA

Source: Baker Tilly TPA

Na wykresie zaprezentowano teoretyczny próg zadłużenia, w którym w pełni wykorzystywane są efekty tarczy podatkowej w zależności od wielkości inwestycji.

Im mniejsza moc zainstalowana nowej farmy wiatrowej, tym bardziej opłacalne staje się wykorzystanie kapitału dłużnego

The chart above presents the theoretical debt threshold at which the effects of the tax shield are fully utilized, depending on the size of the investment.

The lower the installed capacity of a new wind farm, the more profitable it becomes to use debt capital in the context

w kontekście wykorzystania efektów tarczy podatkowej. Należy jednak pamiętać, że nie zawsze taki poziom zadłużenia będzie możliwy – mniejsze projekty, a więc mniejsi kredytobiorcy, nie mają takiej pozycji negocjacyjnej oraz mogą nie być w stanie uzyskać od banków finansowania na tak dużą część projektu.

Z kolei dla inwestycji w większe farmy wiatrowe optymalny poziom zadłużenia będzie wyższy niż omawiane 43,6%, nawet pomimo utraty części korzyści tarczy podatkowej. Duże podmioty charakteryzują się zazwyczaj dostępem do niższego kosztu finansowania, co przekłada się na opłacalność wykorzystania wysokiej dźwigni finansowej. Zwiększenie finansowania dłużnego powoduje wzrost wartości projektu, ze względu na obniżkę średnioważonego kosztu wykorzystywanego kapitału. Nie będzie to jednak zależność liniowa, ponieważ wraz ze wzrostem długu rośnie prawdopodobieństwo wystąpienia kosztów trudności finansowych. Trudne do oszacowania są również koszty agencji oraz koszty potencjalnej upadłości kredytobiorcy.

Każdy projekt ma swoją charakterystykę, która pozwala na określenie optymalnej struktury finansowania. W warunkach modelowych (przy założeniach opisanych powyżej) przyjąć można jednak, że poziom zadłużenia zewnętrznego powinien wynosić minimum 44%, aby dążyć do maksymalizacji wartości przedsięwzięcia, co przełoży się na wzrost opłacalności danej inwestycji.

7 Projektowanie strumienia przychodów

Głównym źródłem przychodów wytwórcy energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych są przychody ze sprzedaży energii elektrycznej. Dla instalacji oddanych do użytkowania przed końcem czerwca 2016 r. dodatkowym źródłem przychodów są świadectwa pochodzenia, zwane zielonymi certyfikatami – za każdą wyprodukowaną 1 MWh z OZE wytwórcy przyznaje się jeden zielony certyfikat, który może być przedmiotem sprzedaży na rynku lub w ramach kontraktu bilateralnego zawieranego z podmiotem zainteresowanym jego zakupem (z reguły sprzedawcą energii elektrycznej do odbiorcy końcowego).

Z uwagi na pewne wady tego systemu oraz ocenianie go jako nadmierne wsparcie dla instalacji OZE, w połowie ubiegłej dekady zdecydowano się na jego wygaszenie i zastąpiono systemem aukcyjnym, który w dużym stopniu redukuje niepewność związaną z ryzykiem zmiany cen energii i w konsekwencji przychodów ze sprzedaży. Uczestnik aukcji deklaruje sprzedaż określonego wolumenu energii elektrycznej przez okres 15 lat po ustalonej cenie. W aukcji wygrywają podmioty oferujące najniższą cenę za dostarczoną energię, aż do wyczerpania puli wolumenu dostępnego w ramach danej aukcji zamawianego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Taki mechanizm powoduje, że mniej efektywni producenci są wypierani przez bardziej efektywnych, przez co słabsze, mniej ekonomiczne projekty nie mogą liczyć na zabezpieczenie ryzyka cenowego przez

of taking advantage of tax shield effects. However, it should be remembered that such a debt level will not always be possible – smaller projects, i.e. smaller borrowers, do not have such a negotiating position and may not be able to obtain financing from banks for such a large part of the project.

In contrast, for investments in larger wind farms, a viable level of debt will be higher than the 43.6% discussed, even despite losing some of the benefits of the tax shield. Large entities usually have access to lower costs of financing, which translates into the profitability of using high leverage. Increasing debt financing increases the value of the project, due to the reduction in the weighted average cost of capital used. However, this will not be a linear relationship because as debt increases, the probability of financial distress costs increases. Agency costs and the cost of potential borrower bankruptcy are also difficult to estimate.

Each project has its own characteristics to determine the optimal financing structure. In the model conditions (with the assumptions described above), it can be assumed, however, that the level of external debt should be a minimum of 44%, in order to seek to maximize the value of the project, which will translate into increased profitability of the investment.

Projecting the revenue stream

The main source of revenues for a unit generating electricity in wind farms are revenues from its sale. For installations put into operation before the end of June 2016, green certificates are an additional source of revenue – for each 1 MWh produced in RES, the producer is granted one green certificate, which can be sold on the market or under a bilateral contract concluded with an entity interested in its purchase (usually an electricity supplier to an end user).

Due to some drawbacks of this system and it being assessed as excessive support for RES installations, in the middle of the last decade it was decided that it would be discontinued and replaced by the auction system, which to a large extent reduces the uncertainty associated with the risk of changes in energy prices and, consequently, sales revenue. The auction participant declares the sale of a given volume for a period of 15 years at the agreed price. The auction is won by the entities offering the lowest price for the supplied energy, until the volume of the volume ordered by the Energy Regulatory Office is exhausted. Such a mechanism causes that less effective producers are eliminated by more effective ones, so that weaker, uneconomical projects cannot count on hedging the price risk by auction. The reduction of the price risk consists in the fact that the sale price set at the

aukcję. Ograniczenie ryzyka cenowego polega na tym, że cena sprzedaży ustalona na aukcji co roku jest waloryzowana o ogłaszany przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego wskaźnik inflacji za rok poprzedni. Takie wsparcie przysługuje na okres 15 lat od momentu rozpoczęcia produkcji energii elektrycznej z OZE, a dokładne rozliczenie kontraktu przeprowadzane jest w koncepcji tzw. kontraktu różnicowego, którego szczegóły omówione zostały w punkcie 7.2.

Istnieje możliwość przejścia instalacji uczestniczących w systemie zielonych certyfikatów (czyli uruchomionych przed 1 lipca 2016 r.) do systemu aukcyjnego w ramach tzw. aukcji migracyjnych. Jednak do tej pory jest to możliwość tylko teoretyczna, ponieważ dotychczas takie przetargi nie były organizowane przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Projekty, które zostały oddane do użytku po 1 lipca 2016 r. i nie wygrały aukcji oraz nie korzystają z alternatywnych sposobów zabezpieczenia strumienia przychodów, musiałyby sprzedawać wyprodukowaną energię po cenie rynkowej. Miałyby przez to pełną ekspozycję na ceny energii i charakteryzowałyby się wyższym ryzykiem. Z tego powodu najczęściej projekty tego rodzaju nie przechodzą do fazy realizacji.

Alternatywą dla aukcji jest zawarcie umów bilateralnych sprzedaży energii elektrycznej (PPA – ang. Power Purchase Agreement, cPPA – ang. corporate Power Purchase Agreement) na pewien okres po ustalonej cenie (lub mechanizmie ustalającym ceny), dzięki którym niepewność cenowa zostanie wyeliminowana na okres umowy. Obecnie stosowane są PPA na krótsze okresy, jednak coraz częściej pojawiają się umowy zawierane nawet na kilkanaście lat. Z jednej strony stanowi to pewne zabezpieczenie przed spadkiem cen, z drugiej strony podmiot taki pozbawia się możliwości osiągnięcia większych przychodów w wypadku wzrostów. Rezultatem jest jednak zmniejszenie ryzyka projektu i zapewnienie akceptacji banków w kwestii przystąpienia do finansowania. Odmiennie niż przy aukcji, pojawia się ryzyko związane z tym, że gwarantem jest odbiorca komercyjny, a nie państwo.

Instalacje produkujące energię elektryczną w ilości przekraczającej kontrakty długoterminowe (aukcyjne lub prywatne) sprzedają nadwyżkę po cenach rynku spot lub w ramach innych typów kontraktów. Należy dodać, że dla instalacji o mocy nie mniejszej niż 0,5 MW efektywna cena sprzedaży zostanie pomniejszona o koszty bilansowania handlowego (dla instalacji poniżej 0,5 MW koszt ten ponosi sprzedawca z urzędu).

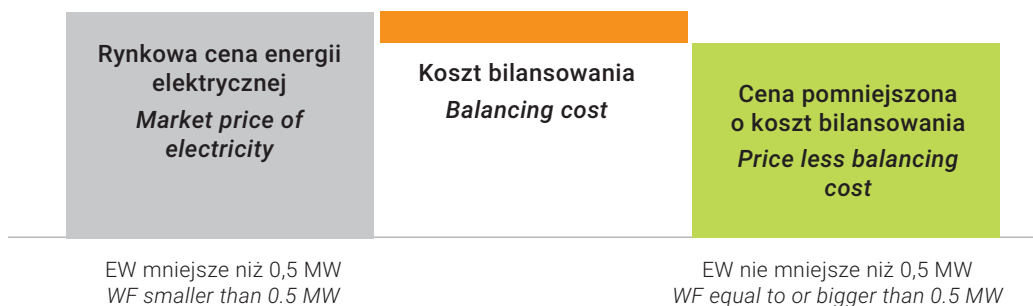
aukcji jest waloryzowana o ogłaszany przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego wskaźnik inflacji za rok poprzedni. Takie wsparcie przysługuje na okres 15 lat od momentu rozpoczęcia produkcji energii elektrycznej z OZE, a dokładne rozliczenie kontraktu przeprowadzane jest w koncepcji tzw. kontraktu różnicowego, którego szczegóły omówione zostały w punkcie 7.2.

It is possible to transfer installations participating in the green certificate system (i.e., submitted before July 1, 2016) to the auction system under the so-called migration auctions. However, so far it is only a theoretical possibility because such auctions have not been organized by the Energy Regulatory Office so far. Projects that were put into operation after July 1, 2016 and did not win the auction and do not use alternative means of hedging the revenue stream, would have to sell the produced energy at the market price, thus having full exposure to energy prices and would be characterized by a higher risk. For this reason, most often projects of this type do not go to the implementation phase.

An alternative to the auction system is to enter into bilateral agreements (PPA, cPPA) for a certain period at a fixed price (or a price-setting mechanism), thanks to which price uncertainty will be eliminated for the duration of the contract. Currently, PPAs are used for shorter periods, but contracts concluded even for several years are becoming more and more frequent. On the one hand, it is a certain protection against a drop in prices, on the other hand, such an entity deprives itself of the possibility of generating higher revenues in the case of their increase. The result is a reduction in project risk. Contrary to the auction, there is a higher level of risk related to the fact that the guarantor is the market participant and not the state.

Installations producing electricity in excess of that specified in long-term contracts (auction or private) sell the surplus at spot market prices or under other types of contracts. It should be added that for installations with a capacity of at least 0.5 MW, the effective selling price will be reduced by the commercial balancing costs (for installations smaller than 0.5 MW, this cost is borne by the ex-officio seller).

Wykres 6. Efektywna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku w elektrowniach wiatrowych (EW)



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA

Chart 6: Effective selling price of electricity from wind farms (WF) in the market

Source: Baker Tilly TPA analysis

Na podstawie wyników ankiety przeprowadzonej wśród członków PSEW można przyjąć, że w zasadzie wszyscy inwestorzy starają się zabezpieczyć wolumen i cenę sprzedaży energii poprzez udział w aukcjach organizowanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Większość z nich dąży także do zawarcia umów cPPA, niekiedy równoległe do kontraktacji w ramach aukcji, jednak podejście do czasu trwania umów prywatnych jest zróżnicowane. Na ogół zawiera się umowy cPPA na okres do 10 lat, jakkolwiek uzyskane odpowiedzi wskazują, że istnieją także producenci zabezpieczający wolumen oraz cenę sprzedaży na okres 15 lat i dłużej. Pojawiają się też podmioty zawierające umowy na bardzo krótki okres nieprzekraczający 2 lat. Również podejście do udziału energii elektrycznej podlegającej zabezpieczeniu w formie gwarantowanej ceny aukcyjnej jest zróżnicowane. Część podmiotów agresywnie zabezpiecza wolumen sprzedaży energii na poziomie powyżej 80% wolumenu przy prawdopodobieństwie P50, zaś część podmiotów operuje na prawdopodobieństwie P75 (a więc mniejszym wolumenie), zabezpieczając ok. 80% produkcji. Niektórzy z kolei preferują większą ekspozycję na rynkowe ceny energii, zabezpieczając jedynie do 40% wolumenu. Przy określaniu ceny sprzedaży energii większość ankietowanych bierze pod uwagę przede wszystkim rentowność własnego projektu oraz aktualne ceny energii czarnej.

7.1. System Zielonych Certyfikatów

Głównym filarem systemu wsparcia produkcji energii elektrycznej z istniejących źródeł odnawialnych jest funkcjonujący od 2005 r. system zielonych certyfikatów, który jest obecnie w fazie wygaszania. Ostatnimi instalacjami, którym przysługują zielone certyfikaty, są te oddane do użytkowania do połowy 2016 r. System ten nakłada 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 elektrycznej lub uiszczenie tzw. opłaty zastępczej. Ponadto przewidziano dodatkowe formy wsparcia finansowego producentów

Based on the results of the survey conducted among the PSEW members, it can be assumed that basically all investors try to hedge the volume and price of energy sales by participating in auctions organized by the Energy Regulatory Office. Most of them also seek to conclude cPPA contracts, sometimes in parallel to contracting under auctions, however, the approach to the duration of private contracts varies. In general, cPPA contracts are concluded for a period of up to 10 years, although the responses obtained indicate that there are also manufacturers hedging the volume and sales price for a period of 15 years and longer. There are also entities concluding contracts for a very short period not exceeding 2 years. Also, the approaches to the share of energy subject to hedge in the form of a guaranteed auction price is diversified. Some entities aggressively hedge the volume of energy sales at a level above 80% of the volume with the probability of P50, while some entities operate on the P75 probability (i.e., a lower volume), hedging about 80% of production. Some entities prefer greater exposure to market energy prices hedging only 40% of the volume. When determining the selling price of energy, most respondents take into account, first of all, the profitability of their own project and the current prices of black energy.

7.1. The Green Certificates

The main pillar of the support system for electricity production from existing renewable sources is the so-called green certificates, which is currently in the phasing-out phase (the last installations entitled to green certificates are those commissioned by mid-2016). It imposes an obligation on electricity trading companies to maintain the agreed share of energy from RES in the total amount of energy sold to end users. This obligation can be met by presenting for redemption an appropriate number of certificates of origin for energy from RES, granted to producers of this energy, or by paying the so-called the substitute fee. What is more, additional forms of financial support for RES energy producers are provided, in the form of exemption from excise duty or certain charges.

energii z OZE w postaci zwolnienia od podatku akcyzowego czy niektórych opłat.

Rynkowa wartość zielonych certyfikatów jest kształtowana na Towarowej Giełdzie Energii (dalej jako: „TGE”), a pułapem ich wartości jest opłata zastępcza, ponieważ jej wniesienie uwalnia dany podmiot od obowiązku nabycia i umorzenia świadectw. Przez długi czas opłata zastępcza była ustalona na poziomie 300,03 PLN/MWh, jednak stopniowo traciła na znaczeniu z uwagi na spadek kursów instrumentu PMOZE_A (oznaczenie zielonych certyfikatów na TGE). W czerwcu 2017 r. średnioważony kurs w zawieranych transakcjach sesyjnych na TGE spadł poniżej 25 PLN/MWh (z ekonomicznego punktu widzenia dolną barierą cen zielonych certyfikatów jest poziom 5 PLN/MWh, gdyż poprzez umorzenie zielonego certyfikatu można uzyskać zwolnienie z akcyzy w kwocie 5 PLN/MWh).

Z powodu niskiej rynkowej ceny zielonych certyfikatów wiele podpisanych wcześniej umów bilateralnych (których przedmiotem była sprzedaż zielonych certyfikatów po ustalonej, wyższej niż rynkowa cenie) zostało wypowiedzianych przez sprzedawców energii (odbiorców zielonych certyfikatów). We wrześniu 2017 r. weszła w życie nowelizacja Ustawy OZE⁶¹ ustalająca opłatę zastępczą w danym roku kalendarzowym na poziomie 125% rocznej średnioważonej ceny zielonych certyfikatów, jednak nie więcej niż 300,03 PLN/MWh. W przypadku, gdy którakolwiek ze średnioważonych cen praw majątkowych będzie niższa od wartości jednostkowej opłaty zastępczej, obowiązek wykonuje się poprzez przedstawienie do umorzenia zielonego certyfikatu.

W ciągu ostatnich 5 lat miesięczne średnie ceny zielonych certyfikatów ważone wolumenem zrealizowanych transakcji zawieranych na TGE mieściły się w przedziale od 24,38 do 287,37 PLN/MWh. W ujęciu rocznym najniższe ceny odnotowano w 2017 r. (38,83 PLN/MWh), natomiast od tamtego momentu nastąpił istotny wzrost cen certyfikatów. Przyczyniła się do tego interpretacja ministra właściwego ds. energii o braku możliwości wnoszenia opłaty zastępczej do momentu, gdy iloczyn wskaźnika 125% oraz średnioważonej ceny zielonych certyfikatów nie wyniesie maksymalnej wartości opłaty zastępczej (300,03 PLN/MWh). W 2021 r. średnia (ważona wolumenem) cena zielonego certyfikatu wyniosła 191,87 PLN/MWh w porównaniu z 138,22 PLN/MWh rok wcześniej, co oznacza wzrost o 38,8%. W 2021 r. nastąpiła kontynuacja spadku wolumenu transakcji zawartych na TGE. Wyniósł on 8277 GWh i był niższy o 14,3% od tego z roku poprzedniego.

Zauważalny w drugim półroczu 2021 r. wzrost cen świadectw pochodzenia przy ich wysokiej nadpodaży jest spowodowany dwoma czynnikami. Istotnie wzrosły ceny energii elektrycznej, co spowodowało, że wiele firm zaczęło kontraktować energię długoterminowo, a ponieważ wiele kontraktów zawartych zostało z wyprzedzeniem, wszystkie certyfikaty zostały wykupione. Ponadto 2021 r. był jednym

⁶¹ Ustawa z 20 lipca 2017 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. z 2017 r., poz. 1593).

The market value of green certificates is determined on the Polish Power Exchange (PPE), and the cap on their value is the substitution fee, because its payment releases the entity from the obligation to purchase and redeem the certificates. For a long time, the substitution fee was set at PLN 300.03/MWh, but its level has been gradually losing its importance due to a decline in the PMOZE_A instrument prices (symbol of green certificates on PPE). In June 2017, a weighted average price on transactions concluded on PPE fell below 25 PLN/MWh (from an economic point of view, the bottom barrier price of green certificates is the level of 5 PLN/MWh, because through the redemption of the green certificate can obtain exemption from excise duty in the amount of 5 PLN/MWh).

Due to the low market price of green certificates, many previously signed bilateral agreements (which objective was the sale of green certificates at a fixed, higher than the market price) was terminated by sellers of energy (green certificates recipients). In September 2017 the amended RES Act⁶¹ entered into force, setting the substitution fee in a given calendar year at 125% of the annual weighted average price of green certificates, but not more than PLN 300.03/MWh. If any of the weighted average prices of property rights is lower than the unit value of the substitution fee, the obligation is performed by presenting a green certificate for redemption.

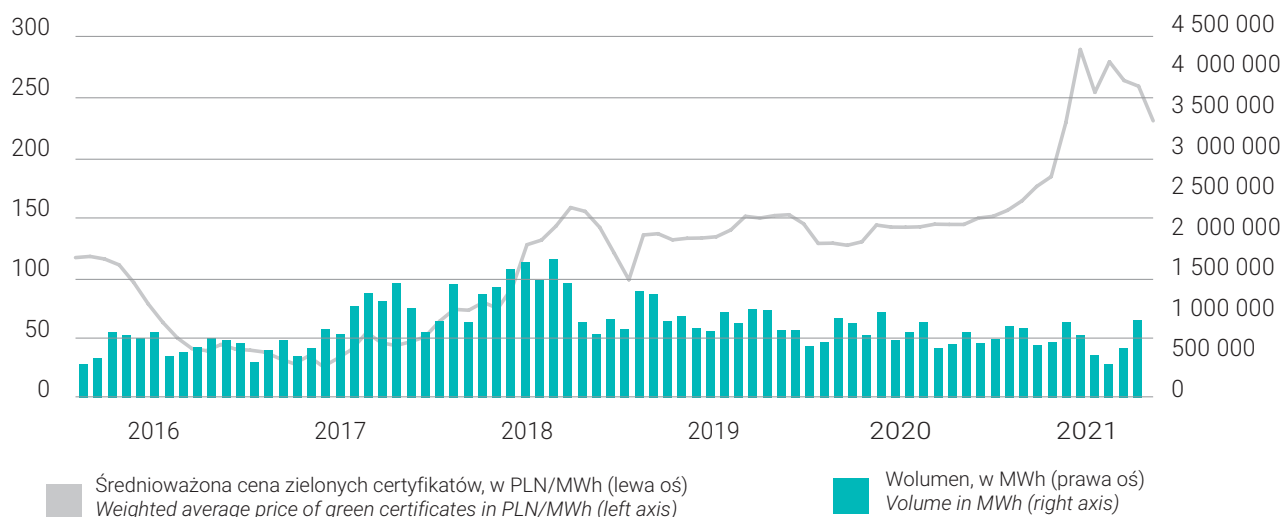
Over the past 5 years, the monthly average prices of green certificates (volume-weighted) of transactions concluded on the PPE ranged from 24.38 to 287.37 PLN/MWh. In annual terms, the lowest prices were recorded in 2017 (38.83 PLN/MWh), since then there has been a significant increase in the prices of certificates. This was caused by the interpretation of the Minister of Energy stating that it is not possible to pay the substitution fee until the product of the 125% ratio and the weighted average price of green certificates does not reach the maximum value of the substitution fee (300.03 PLN/MWh). In 2021, the average (volume-weighted) price of a green certificate was 191.87 PLN/MWh, compared to 138.22 PLN/MWh a year before, which represents an increase of 38.8%. In 2021, the decrease in the volume of transactions concluded on PPE continued. It amounted to 8,277 GWh and was 14.3% lower than a year earlier.

The observed increase in the price of certificates of origin in the second half of 2021 with their high oversupply is due to two factors. There had been a significant increase in electricity prices, which caused many companies to start contracting power on a long-term basis, and since many contracts were entered into in advance, all certificates were bought up. In addition, 2021 was one of the least windy years

⁶¹ Act of July 20, 2017 on amendments to the Law on Renewable Energy Sources (Journal of Laws of 2017, item 1593).

z najmniej wietrznych w skali ostatnich kilkunastu lat, co oznacza, że certyfikatów wygenerowano o ok. 2–3 TWh mniej niż w latach ze średnią wietrznością. W związku z bezprecedensowym wzrostem cen Ministerstwo Klimatu i Środowiska rozpoczęło pracę nad zmianami prawnymi, które skutkowały wejściem w życie ustawy z 2 grudnia 2021 r. o zmianie ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych oraz niektórych innych ustaw⁶², zawierającej również nowelizację przepisów ustawy z 11 września 2019 r. – Prawo zamówień publicznych. Dzięki tej nowelizacji wprowadzono w określonych przypadkach możliwość zawierania transakcji pozasesyjnych (OTC) bez przeprowadzenia postępowania przetargowego na zakup świadectw pochodzenia. Poniższy wykres przedstawia ceny zielonych certyfikatów (PMOZE_A) w transakcjach sesyjnych w okresie od stycznia 2016 r. do marca 2022 r. w ujęciu miesięcznym.

Wykres 7. Notowania cen zielonych certyfikatów w transakcjach sesyjnych na TGE



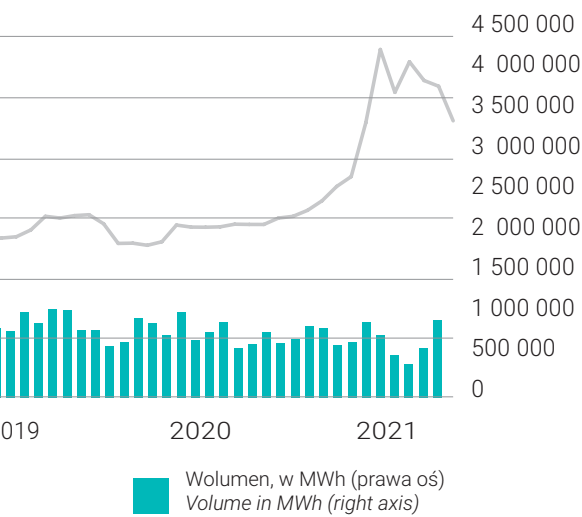
Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych TGE

Ceny w transakcjach pozasesyjnych były mniej zmienne niż w wypadku transakcji zawieranych na rynku. W okresie ostatnich 5 lat miesięczne średnioważone wolumenem ceny mieściły się w przedziale od 49,36 do 230,63 PLN/MWh. W ujęciu rocznym najniższe ceny odnotowano w 2018 r. (79,99 PLN/MWh). W całym 2021 r. średnia (ważona wolumenem) cena zielonego certyfikatu w transakcjach pozasesyjnych wzrosła o 18,1% r./r. i wyniosła 166,98 PLN/MWh. Ceny na obu rynkach są podobne, przy czym w przypadku transakcji pozasesyjnych obserwuje się mniejszą zmienność. Poniższy wykres przedstawia ceny zielonych certyfikatów (PMOZE_A) w transakcjach pozasesyjnych w okresie od stycznia 2016 r. do marca 2022 r. w ujęciu miesięcznym.

⁶² Dz.U. z 2021 r., poz. 2269.

recorded, meaning that about 2–3 TWh fewer certificates were generated than in years with average wind. Due to the unprecedented price increase, the Ministry of Climate and Environment started working on legal changes that resulted in the entry into force of the Law of December 2, 2021 on amending the Law on Electromobility and Alternative Fuels and some other laws,⁶² which also includes an amendment to the provisions of the Law of September 11, 2019 – Public Procurement Law. Thanks to this amendment, the possibility of concluding over-the-counter (OTC) transactions without a tender procedure for the purchase of certificates of origin has been introduced in certain cases. The chart below shows the prices of green certificates (PMOZE_A) in session transactions from January 2016 to March 2022 on a monthly basis.

Chart 7. Quotations of prices of green certificates in OTC transactions on the PPE



Source: Baker Tilly TPA analysis based on PPE data

The prices in OTC transactions were less volatile than in the case of transactions concluded on the market. In the last 5 years the volume weighted average monthly prices ranged from 49.36 to 230.63 PLN/MWh. In annual terms, the lowest prices were recorded in 2018 (PLN 79.99/MWh). In the whole 2021 average (volume-weighted) of the green certificate price in off-session transactions increased by 18.1% y/y and amounted to 166.98 PLN/MWh. It looks like the prices in both markets are now similar. The chart below shows the prices of green certificates (PMOZE_A) in off-session transactions in the period from January 2016 to March 2022 on a monthly basis.

⁶² Journal of Laws of 2021, item 2269.

Wykres 8. Notowania cen zielonych certyfikatów w transakcjach pozasesyjnych na TGE

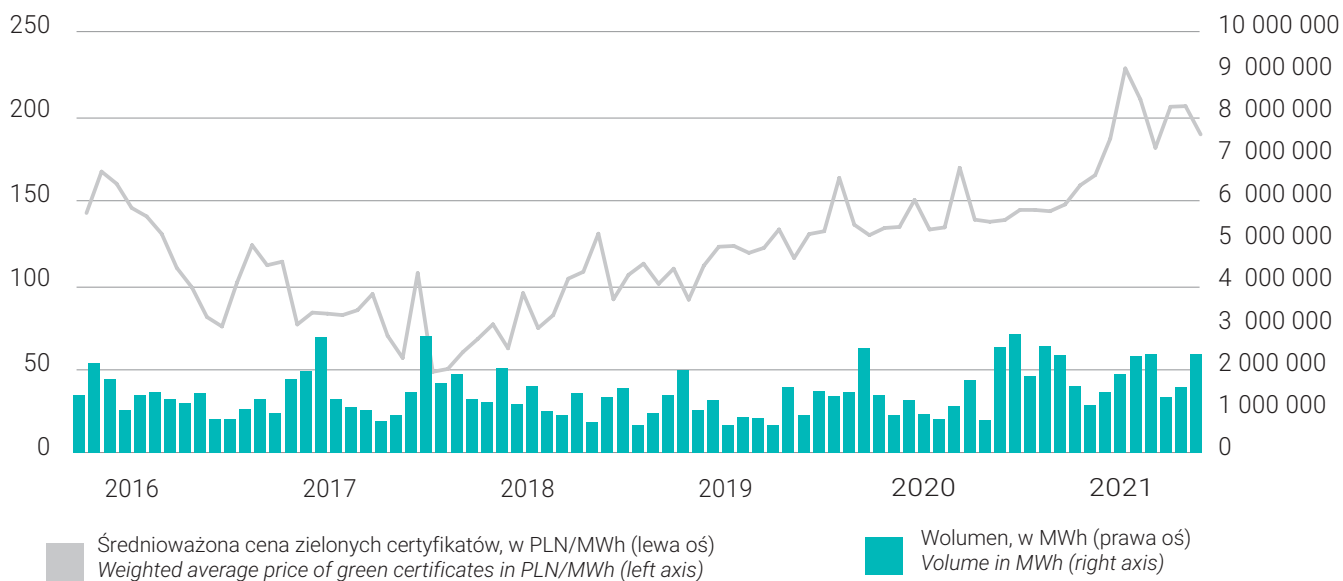
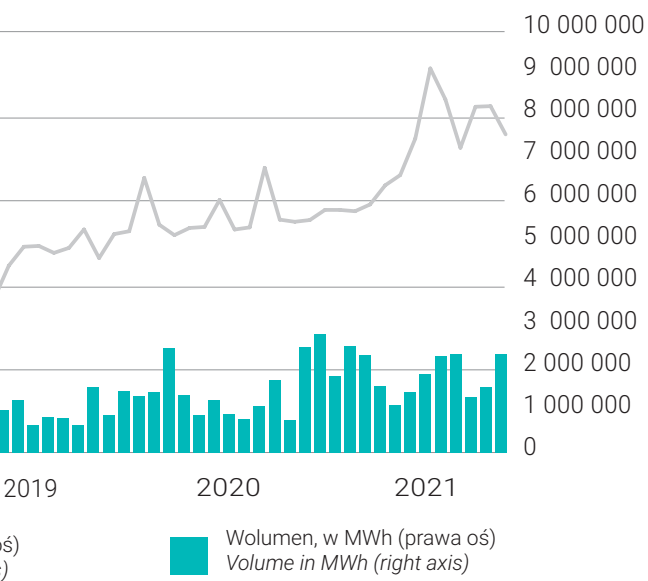


Chart 8. Quotations of prices of green certificates in OTC transactions on the PPE



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych TGE

Source: Baker Tilly TPA analysis based on PPE data

Transakcje pozasesyjne stanowią większość transakcji zawieranych na rynku zielonych certyfikatów. W okresie 2016–2021 udział wolumenu takich transakcji w wolumenie transakcji ogółem wyniósł 64%. W tabeli przedstawione zostały średnioważone wolumenem ceny oraz wolumeny transakcji zawartych na TGE oraz w transakcjach pozasesyjnych w okresie 2016–2021.

OTC deals constitute the majority of transactions concluded on the green certificate market. In the period 2016–2021 the share of the volume of such transactions in the total transaction volume was 64%. The table below presents the volume-weighted average prices and volumes of transactions concluded on the PPE and in OTC deals in the period 2016–2021.

Wykres 9. Wolumen transakcji na rynku zielonych certyfikatów

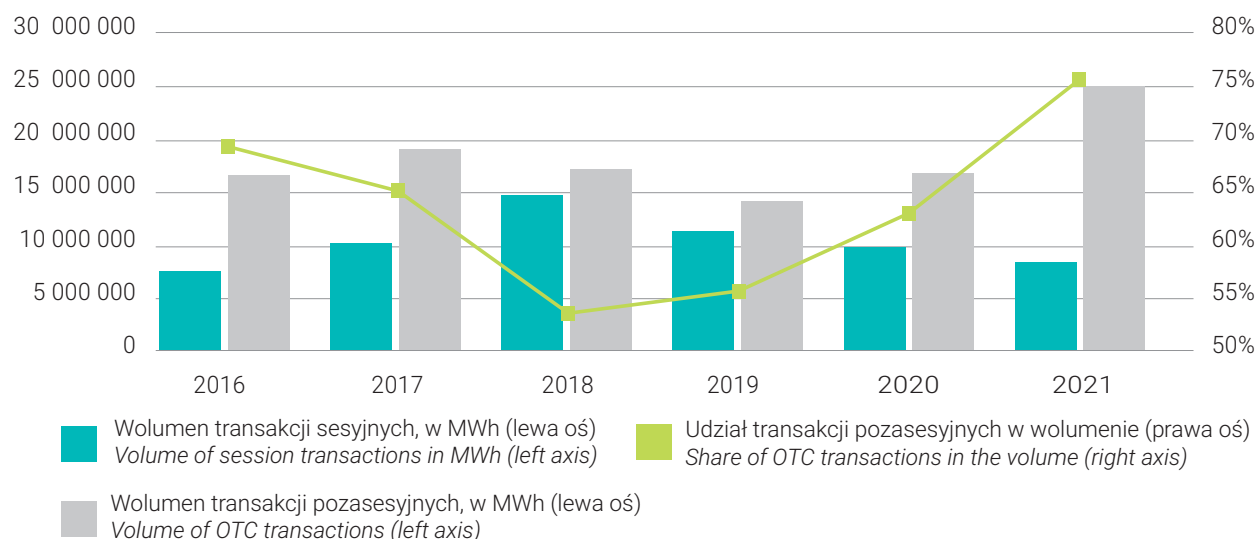
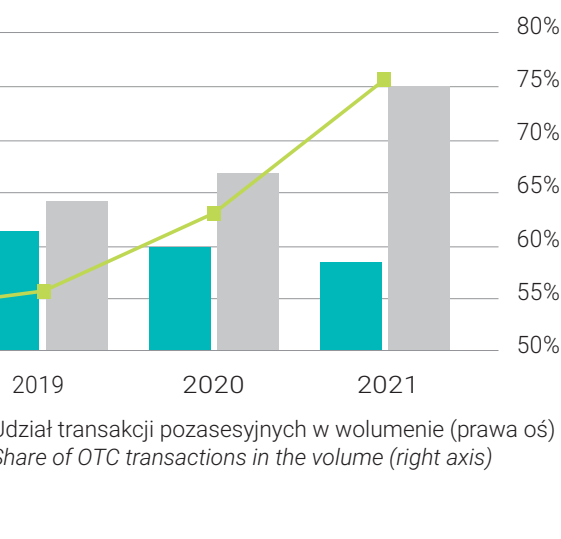


Chart 9. The volume of transactions on the green certificates market



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych TGE

Baker Tilly TPA analysis based on PPE data

Tabela 2. Rynek zielonych certyfikatów w okresie 2017–2021

Rynek zielonych certyfikatów Green certificate market	2017	2018	2019	2020	2021
Transakcje TGE / PPE transactions					
Średnioważona cena (PLN/MWh) Weighted average price (PLN/MWh)	38,83	103,82	132,19	138,22	191,87
zmiana r./r. / yoy change	-47,3%	167,4%	27,3%	4,6%	38,8%
Wolumen (MWh) / Volume (MWh)	10 031 342	14 635 449	11 225 629	9 662 019	8 277 357
zmiana r./r. / yoy change	35,9%	45,9%	-23,3%	-13,9%	-14,3%
Transakcje pozasesyjne / OTC transactions					
Średnioważona cena (PLN/MWh) Weighted average price (PLN/MWh)	82,69	79,99	112,64	141,40	166,98
zmiana r./r. / yoy change	-36,4%	-3,3%	40,8%	25,5%	18,1%
Wolumen (MWh) / Volume (MWh)	18 954 600	17 068 740	14 082 380	16 679 940	24 893 880
zmiana r./r. / yoy change	15,2%	-9,9%	-17,5%	18,4%	49,2%
Rynek zielonych certyfikatów ogółem / Total green certificate market					
Średnioważona cena (PLN/MWh) Weighted average price (PLN/MWh)	67,51	90,99	121,31	140,23	276,24
zmiana r./r. / yoy change	-40,0%	34,8%	33,3%	15,6%	97,0%
Wolumen (MWh) / Volume (MWh)	28 985 942	31 704 189	25 308 009	26 341 959	33 171 237
zmiana r./r. / yoy change	21,6%	9,4%	-20,2%	4,1%	25,9%
Udział transakcji zawieranych na TGE Share of transactions concluded on TGE	34,6%	46,2%	44,4%	36,7%	25,0%
Udział transakcji zawieranych pozasesyjnie Share of OTC deals	65,4%	53,8%	55,6%	63,3%	75,0%

Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych TGE

Table 2. The market for green certificates in the period 2017–2021

Rynek zielonych certyfikatów Green certificate market	2017	2018	2019	2020	2021
Transakcje TGE / PPE transactions					
Średnioważona cena (PLN/MWh) Weighted average price (PLN/MWh)	38,83	103,82	132,19	138,22	191,87
zmiana r./r. / yoy change	-47,3%	167,4%	27,3%	4,6%	38,8%
Wolumen (MWh) / Volume (MWh)	10 031 342	14 635 449	11 225 629	9 662 019	8 277 357
zmiana r./r. / yoy change	35,9%	45,9%	-23,3%	-13,9%	-14,3%
Transakcje pozasesyjne / OTC transactions					
Średnioważona cena (PLN/MWh) Weighted average price (PLN/MWh)	82,69	79,99	112,64	141,40	166,98
zmiana r./r. / yoy change	-36,4%	-3,3%	40,8%	25,5%	18,1%
Wolumen (MWh) / Volume (MWh)	18 954 600	17 068 740	14 082 380	16 679 940	24 893 880
zmiana r./r. / yoy change	15,2%	-9,9%	-17,5%	18,4%	49,2%
Rynek zielonych certyfikatów ogółem / Total green certificate market					
Średnioważona cena (PLN/MWh) Weighted average price (PLN/MWh)	67,51	90,99	121,31	140,23	276,24
zmiana r./r. / yoy change	-40,0%	34,8%	33,3%	15,6%	97,0%
Wolumen (MWh) / Volume (MWh)	28 985 942	31 704 189	25 308 009	26 341 959	33 171 237
zmiana r./r. / yoy change	21,6%	9,4%	-20,2%	4,1%	25,9%
Udział transakcji zawieranych na TGE Share of transactions concluded on TGE	34,6%	46,2%	44,4%	36,7%	25,0%
Udział transakcji zawieranych pozasesyjnie Share of OTC deals	65,4%	53,8%	55,6%	63,3%	75,0%

Source: Baker Tilly TPA analysis based on PPE data

Na ceny certyfikatów w dużym stopniu ma wpływ ich podaż. To właśnie nadpodaż certyfikatów była przyczyną spadku cen w pierwszej połowie 2017 r. W 2021 r. wystawiono świadectwa odpowiadające 19,207 GWh, a 24,855 GWh świadectw umorzono. W ostatnich latach ilość zarejestrowanych zielonych certyfikatów na koniec każdego roku odpowiadała wartościom poniżej 30 TWh, a na koniec 2021 r. – 24,5 TWh. Rzeczywista nadpodaż na koniec marca 2022 r. szacowana jest na ok. 7 TWh.

W wypadku braku zmian w przepisach cena zielonych certyfikatów nie powinna przekroczyć maksymalnego poziomu opłaty zastępczej, tj. 300,03 PLN/MWh. Obowiązek umorzeniowy wynika z regulacji prawnych oraz wolumenu sprzedaży energii do odbiorców końcowych, co określa art. 52 Ustawy OZE. Minister Klimatu i Środowiska w wydanym rozporządzeniu zmienił wysokość obowiązku na 2022 r., w wyniku czego dla zielonych certyfikatów obniżył się poziom obowiązku z 19,5 do 18,5% wolumenu energii sprzedanej do klienta końcowego⁶³. Zgodnie z projektem rozporządzenia Ministerstwa Klimatu i Środowiska na 2023 r. planowana jest

⁶³ Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z 4 sierpnia 2021 r. w sprawie zmiany wielkości udziału ilościowego sumy energii elektrycznej wynikającej z umorzonych świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2022 r. (Dz.U. z 2022 r. poz. 1467).

The prices of certificates are largely influenced by their supply. It was the oversupply of certificates that caused the price decline in 2017. In 2021, certificates corresponding to 19,207 GWh were issued and 24,855 GWh of certificates were redeemed. In recent years, the number of registered green certificates at the end of the year was below 30 TWh, and at the end of 2021 it was 24.5 TWh. The actual oversupply at the end of March 2022 was around 7 TWh.

In the absence of changes in legal regulations, the price of green certificates should not exceed the maximum level of the substitution fee, i.e., PLN 300.03/MWh. The redemption obligation results from legal regulations and the volume of energy sales to end consumers, as defined in Art. 52 of the RES Act. In the issued ordinance, the Minister of Climate changed the amount of the obligation for 2022, so for green certificates it decreased from 19.5% to 18.5% of the volume of energy sold to end customers.⁶³ According to the draft ordinance of the Ministry of Climate and Environment, a more significant reduction is planned for 2023 – to a level

⁶³ Ordinance of the Minister of Climate and Environment of August 4, 2021 on changing the volume share of the sum of electricity resulting from redeemed certificates of origin confirming the generation of electricity from renewable energy sources in 2022 (Journal of Laws of 2022, item 1467).

bardziej znacząca obniżka – do poziomu 10,0%⁶⁴. Argumentuje się to zbyt dużym obciążeniem dla odbiorcy końcowego. Obecnie rozporządzenie jest w fazie konsultacji i opiniowania, natomiast pojawiły się sugestie, iż optymalnym poziomem, pozwalającym na utrzymanie popytu i podaży na zrównoważonym poziomie, jest 16%. Zwraca się również uwagę na fakt, że duża część producentów energii z OZE ma podpisane umowy długoterminowe i nie korzysta z wysokich rynkowych cen.

of 10.0%.⁶⁴ The reasoning behind this is that it is too much of a burden on the end user. While the ordinance is currently in the consultation phase, there have been suggestions that 16% is the optimal level to keep supply and demand balanced. Attention is also drawn to the fact that a large part of RES energy producers have signed long-term contracts and do not benefit from high market prices.

Wykres 10. Bilans zielonych certyfikatów w Rejestrze Świadczeń Pochodzenia (GWH)

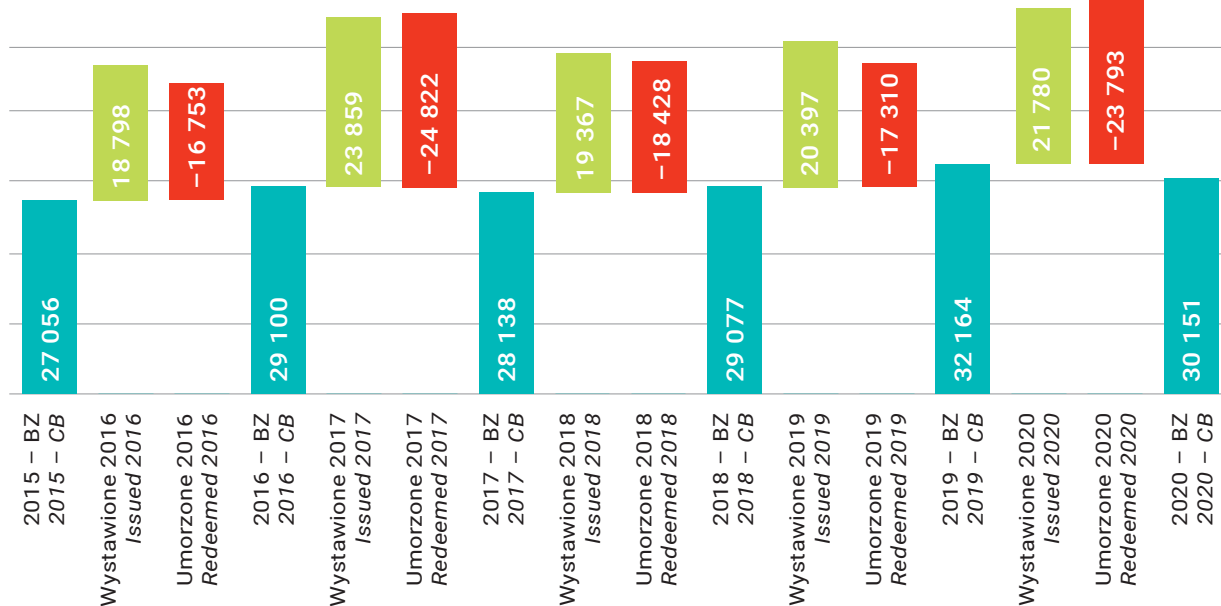


Chart 10. Balance of green certificates in the Register of Certificates of Origin

Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych TGE

Source: Baker Tilly TPA analysis based on PPE data

Coroczna podaż zielonych certyfikatów była w latach 2016–2020 względnie stała (brak nowych projektów od połowy 2016 r., zmiany wynikające jedynie z warunków wietrznych), lecz w miarę upływu czasu z systemu wyłączane są kolejne instalacje funkcjonujące dłużej niż 15 lat, co widoczne jest w bilansie zamknięcia na 2021 r. Szacuje się, że w latach 2023–2025 z systemu wyjdzie ok. 1 GW mocy. Należy pamiętać, iż pomimo ww. spadku, bieżąca nadpodaż jest jednak nadal bardzo wysoka (na poziomie rocznej produkcji energii elektrycznej w systemie zielonych certyfikatów), w związku z czym Ministerstwo Klimatu i Środowiska ma w planach kontynuować działania mające na celu dalsze ograniczenie tego zjawiska w sposób zrównoważony i stabilny dla wszystkich podmiotów, na które wpłynęła omawiana regulacja.

The annual supply of green certificates has recently been relatively constant (no new projects since mid-2016, changes only due to wind conditions but as time goes on, more installations operating for more than 15 years are being taken out of the system, as seen in the 2021 closing balance. It is estimated that between 2023 and 2025 about 1 GW of capacity will disappear from the system. It should be borne in mind that despite the aforementioned decrease, the current oversupply is still very high (at the level of annual electricity production in the green certificate system) and therefore the Ministry of Climate and Environment plans to continue its efforts to further reduce this phenomenon in a sustainable and stable manner for all entities affected by the discussed regulation.

Opinie na temat przyszłości cen zielonych certyfikatów są podzielone. Dotychczas dominował pogląd, że ceny zielonych certyfikatów kształtować się będą na relatywnie

Opinions on the future of green certificate prices are divided. So far, the prevailing view was that green certificate prices would remain relatively stable, with some market participants

⁶⁴ <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12358004>

⁶⁴ <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12358004>

stałym poziomie, a część rynku ostrożnie zakładała niższe ceny. W drugiej połowie 2021 r. znacząco one wzrosły, co skutkowało zaplanowaniem interwencji przez resortu klimatu.

Prognozowanie cen zielonych certyfikatów jest obciążone dużym ryzykiem błędu, biorąc pod uwagę historyczną zmienność ich notowań oraz ich uzależnienie do czynników regulacyjnych. Niemniej, ze względu na wysoce atrakcyjną aktualną cenę energii na rynku oraz charakterystykę systemu świadectw pochodzenia, spodziewamy się spadków cen związanych m.in. z oczekiwaniem na normalizację cen i potencjalnymi działaniami resortu klimatu.

7.2. System aukcyjny

W systemie aukcyjnym mogą brać udział instalacje, które rozpoczęły lub rozpoczną wytwarzanie energii elektrycznej po 1 lipca 2016 r. Mogą w nich uczestniczyć również projekty, które rozpoczęły produkcję energii przed 1 lipca 2016 r., z zastrzeżeniem, że łączny okres wsparcia nie może przekroczyć 15 lat, wliczając w to okres otrzymywania zielonych certyfikatów. Po nowelizacji Ustawy OZE⁶⁵ okres wsparcia obowiązuje od momentu pierwszego wytworzenia energii w danej instalacji (bez rozruchu technologicznego), jednak nie dłużej niż do 30 czerwca 2047 r. Zgodnie z tzw. regułą wymuszenia konkurencji aukcję wygrywają uczestnicy oferujący najniższą cenę sprzedaży energii elektrycznej, których oferty nie przekroczyły 100% wartości lub ilości energii określonej w ogłoszeniu o aukcji oraz 80% ilości energii objętej wszystkimi ofertami. Uzyskana w wyniku aukcji cena podlega corocznej waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem zmiany cen i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego ogłaszanych przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego.

W rzeczywistości energia będzie sprzedawana po cenie rynkowej, natomiast różnica pomiędzy zakontraktowaną ceną z aukcji (podlegającą waloryzacji) a ceną rynkową będzie rozliczana z Operatorem Rozliczeń Energii Odnawialnej („OREO”) na zasadzie kontraktów na różnicę. Funkcją OREO pełni jednoosobowa spółka Skarbu Państwa Zarządca Rozliczeń S.A. Rozliczenie będzie dotyczyć zadeklarowanego w aukcji wolumenu sprzedaży energii, a okresem rozliczeniowym będzie każdy miesiąc. Jeżeli w danym okresie rozliczeniowym rynkowa cena energii będzie niższa niż waloryzowana cena sprzedaży z aukcji obowiązująca w tym okresie, dojdzie do powstania ujemnego salda, które zostanie pokryte przez OREO w terminie 30 dni od złożenia wniosku (obecnie wniosek musi zostać złożony w terminie 15 dni po zakończeniu miesiąca, poprzednio było to 10 dni). W sytuacji odwrotnej dodatnie saldo powstające wskutek wyższej ceny rynkowej niż zakontraktowana cena z aukcji dotychczas było akumulowane na kolejne okresy, zaś z tej nadwyżki miały być pokryte ewentualne ujemne salda w przyszłości, a jeżeli po wygaśnięciu okresu wsparcia wystąpiłoby dodatnie saldo, nadwyżka ta byłaby zwrócona OREO w 6 równych miesięcz-

⁶⁵ Dz.U. z 2021 r., poz. 1873.

cautiously assuming lower prices. They, however, increased significantly in the second half of 2021, which resulted in the Ministry of Climate's plan to intervene.

Forecasting green certificate prices is subject to high risk of error, given the historical volatility of their quotations and their dependence on regulatory factors. Nevertheless, due to the highly attractive current energy price on the market and the characteristics of the certificate of origin system, we expect price decreases related, i.a., to the waiting for price normalization and potential actions of the climate ministry.

7.2. Auction system

Installations that started or will start generating electricity after July 1, 2016 may participate in the auction system. Projects that started producing electricity before July 1, 2016 may also participate in the auction system with a caveat that the total support period cannot exceed 15 years, including the period of obtaining green certificates. After the amendment to the RES Act,⁶⁵ the support period is valid from the first generation of energy in a given installation (without technological start-up), but no longer than until June 30, 2047. According to the so-called rule of "forcing competition", the auction is won by the participants offering the lowest selling price of electricity, whose bids did not exceed 100% of the value or quantity of energy specified in the auction announcement and 80% of the amount of energy covered by all bids. The price obtained as a result of the auction is subject to annual indexation with the average annual CPI rate from the previous calendar year, announced by the President of the Central Statistical Office.

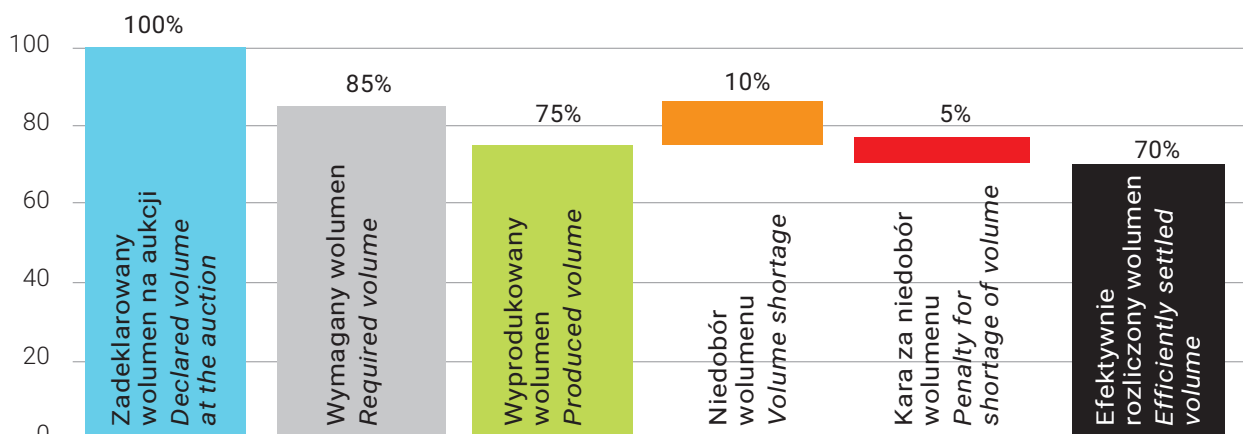
In fact, the energy will be sold at the market price, while the difference between the contracted auction price (subject to indexation) and the market price will be settled with the operator of Renewable Energy Settlements ("OREO") on the basis of contracts for difference. The function of OREO is performed by a sole-shareholder company of the State Treasury Zarządca Rozliczeń S.A. The settlement will concern the volume of energy sales declared in the auction, and each month will be a settlement period. If in a given settlement period, the market price of energy is lower than the indexed auction price being in force in that period, a negative balance will arise, which will be covered by the OREO within 30 days of submitting the application (the application must be submitted within 15 days after the end of a given month, previously it was 10 days). In the opposite situation, the positive balance resulting from a higher market price than the contracted auction price will be accumulated for subsequent periods, and any possible negative balances in the future may be covered from this surplus. If there is a positive balance after the end of the support period, the surplus will be returned to OREO in 6 equal monthly instal-

⁶⁵ Journal of Laws of 2021, item 1873.

nych ratach po zakończeniu okresu wsparcia. Aktualnie zasady rozliczania dodatniego salda uległy zmianie zgodnie z ustawą z 17 września 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw⁶⁶ i omówiono je w rozdziale 1.4. raportu.

Uczestnik aukcji wytwarzający energię w instalacji wykorzystującej energię wiatru na lądzie jest zobowiązany w ramach systemu aukcyjnego do sprzedaży po raz pierwszy energii elektrycznej w terminie 33 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji. Zwycięskie projekty pierwszej aukcji zorganizowanej w 2018 r. zostały już oddane do użytkowania. Wytwórcy wygrywający aukcję są zobowiązani do sprzedaży 85% zadeklarowanego w aukcji wolumenu sprzedaży energii. Będzie on rozliczany po zakończeniu pełnych trzech lat kalendarzowych, w których przysługiwało wsparcie oraz po zakończeniu okresu wsparcia. Jeżeli wytworzony wolumen nie przekroczy 85% wolumenu zadeklarowanego w aukcji, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki nałoży na wytwórcę karę pieniężną w wysokości iloczynu połowy niewyprodukowanego wolumenu energii oraz jej ceny zakupu. Poniższy wykres przedstawia hipotetyczną sytuację w przypadku wyprodukowania mniejszego wolumenu od zadeklarowanego (75% zamiast 85%).

Wykres 11. Schemat rozliczenia wolumenu sprzedaży energii w przypadku niedoboru produkcji



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA

ments after the end of the support period. Currently, the rules for accounting for the positive balance have changed pursuant to the Act of September 17, 2021 amending the Renewable Energy Sources Act and certain other acts⁶⁶ and are discussed in Section 1.4 of the report.

The auction participant generating energy in an installation using onshore wind energy is committed, under the auction system, to sell electricity for the first time within 33 months from the closing of the auction session. Some of the winning projects of the first auction organized in 2018 have already been put into operation (as at the report publication date). Projects which have won auction are obliged to sell 85% of the declared volume, which will be settled at the end of three full calendar years in which the entity was entitled to support and at the end-of-life support. If the volume generated does not exceed 85% of the volume declared in the auction, the producer will receive a penalty equal to the product of half of the unproduced energy volume and its purchase price. The chart below shows the hypothetical situation in the case of the lower production volume than declared (75% instead of 85%).

Chart 11. Scheme of settling the volume of energy sales in case of production shortage

Source: Baker Tilly TPA analysis

Źródła wytwarzające energię elektryczną z wiatru na lądzie biorą udział w aukcji w jednym koszyku ze źródłami wykorzystującymi energię promieniowania słonecznego – czyli określonych w art. 77 ust. 5 pkt. 17 i 22 Ustawy OZE. Pierwsze aukcje odbyły się w 2016 r., a w 2021 r. przeprowadzono je dwukrotnie – w czerwcu i grudniu. W trakcie czerwcowej aukcji przeznaczono do sprzedaży łącznie 68 TWh energii elektrycznej, z czego sprzedano 36,7 TWh, z kolei podczas grudniowej sesji sprzedano 13,9 TWh energii na 18,5 TWh energii zaoferowanej. Aukcje dotyczące onshore i PV powyżej 1 MW w 2021 r. (oznaczone jako AZ/7/2021

⁶⁶ Dz. U. z 2021 r. poz. 1873.

Sources generating electricity from onshore wind take part in the auction in one basket with sources using solar energy – i.e. defined in Article 77(5)(17&22) of the RES Act. The first auctions were held in 2016, and in 2021 they were held twice – in June and December. During the June auction a total of 68 TWh of electricity was allocated for sale, of which 36.7 TWh was sold, while during the December session 13.9 TWh of energy was sold out of 18.5 TWh offered. Auctions for onshore and PV above 1 MW in 2021 (designated as AZ/7/2021 and AZ/12/2021) resulted in a total of 35.7 TWh of electricity contracted.

⁶⁶ Journal of Laws of 2021, item 1873.

oraz AZ/12/2021) skutkowały zakontraktowaniem łącznie 35,7 TWh energii elektrycznej.

Dla porównania: w 2020 r. ogłoszono aukcje na łącznie 75,3 TWh i zakontraktowano 54,5 TWh, z czego 42 TWh przypadły dużym instalacjom wiatrowym i fotowoltaicznym.

Implikowana średnia cena sprzedaży energii na aukcjach w latach 2018–2020 wyniosła odpowiednio 196,17 PLN/MWh, 208,49 PLN/MWh oraz 224,24 PLN/MWh natomiast w dwóch turach aukcji przeprowadzonych w 2021 odpowiednio 229,20 i 227,79 PLN/MWh. Cena sprzedaży w wybranych na ostatniej aukcji ofertach mieściła się w przedziale 139,64–227,79 PLN/MWh. Zgodnie z informacją podaną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, w wyniku przeprowadzonych w 2021 r. aukcji może powstać 460 MW mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych.

Podsumowanie rozstrzygniętych dotąd aukcji zostało przedstawione w tabeli i na wykresie.

For comparison: in 2020, auctions were announced for a total of 75.3 TWh and 54.5 TWh were contracted, of which 42 TWh went to large wind and PV installations.

The implied average selling price of energy in auctions held in 2018–2020 was 196.17 PLN/MWh, 208.49 PLN/MWh and 224.24 PLN/MWh, respectively, while in the two rounds of auctions held in 2021 it was 229.20 and 227.79 PLN/MWh, respectively. The sales prices in the bids selected in the last auction ranged between 139.64 and 227.79 PLN/MWh. According to the information provided by the President of the Energy Regulatory Office (URE), the auctions held in 2021 may result in 460 MW of installed wind capacity.

Summary of the settled auctions so far is presented in the table and on the chart.

Tabela 3. Wyniki aukcji OZE w latach 2018–2021

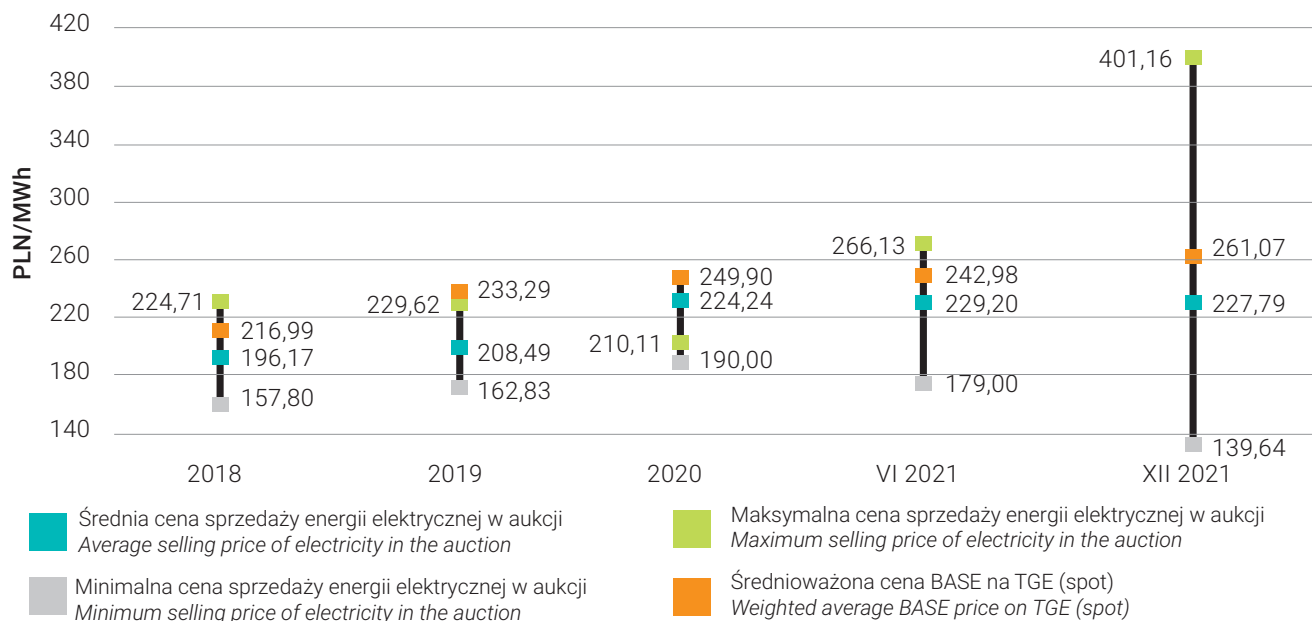
Table 3. RES auction results in 2018-2021

Aukcje OZE – energetyka wiatrowa i solarna RES auctions – wind and solar energy	2018	2019	2020	VI 2021	XII 2021
Parametry aukcji w ogłoszeniu URE / Auction parameters in the ERO announcement					
Maksymalna ilość energii elektrycznej (TWh) <i>Maximum amount of electricity (TWh)</i>	45,0	114,0	46,3	38,8	14,1
Maksymalna wartość energii elektrycznej (mln PLN) <i>Maximum value of electricity (PLN million)</i>	15 750	32 577	14 016	10 748	5 090
Implikowana cena energii elektrycznej (PLN/MWh) <i>Implied electricity price (PLN/MWh)</i>	350,00	285,84	302,78	277,31	361,69
Wyniki aukcji / Auction results					
Liczba wszystkich ofert / <i>Total number of offers</i>	b.d. / <i>n/a</i>	164	126	111	89
Liczba ofert, które wygrały aukcję <i>The number of bids that won the auction</i>	31	101	96	91	62
Łączna wartość sprzedanej energii elektrycznej (mln PLN) <i>Total value of electricity sold (PLN million)</i>	8 238	16 228	9 404	5 658	2 513
Łączna ilość sprzedanej energii elektrycznej (TWh) <i>Total amount of electricity sold (TWh)</i>	42,0	77,8	41,9	24,7	11,0
Moc zainstalowana zwycięskich projektów (MW) <i>Installed capacity of winning projects (MW)</i>	b.d. / <i>n/a</i>	2 200	900	1 500	1 030
Implikowana średnia cena sprzedaży energii elektrycznej (PLN/MWh) <i>The implied average selling price of electricity (PLN/MWh)</i>	196,17	208,49	224,24	229,20	227,79
Minimalna cena sprzedaży energii elektrycznej (PLN/MWh) <i>Minimum selling price of electricity (PLN/MWh)</i>	157,80	162,83	190,00	179,00	139,64
Maksymalna cena sprzedaży energii elektrycznej (PLN/MWh) <i>Maximum selling price of electricity (PLN/MWh)</i>	216,99	233,29	249,90	242,98	261,07
Wykorzystanie budżetu wolumenu (%) <i>Volume budget utilization (%)</i>	93,3%	68,3%	90,6%	63,7%	78,4%
Wykorzystanie budżetu wartościowego (%) <i>Value budget utilization (%)</i>	52,3%	49,8%	67,1%	52,6%	49,4%

Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych URE

Source: Baker Tilly TPA analysis based on data from the Energy Regulatory Office

Wykres 12. Zakres cen w ofertach wybranych w aukcji OZE w latach 2018–2021 (PLN/MWh)



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych URE

Chart 12. Price range in the tender offers selected in the auction of RES in the years 2018–2020 (PLN/MWh)

Source: Baker Tilly TPA analysis based on data from the Energy Regulatory Office

W latach 2018 i 2019 średnia cena sprzedaży w aukcji była niższa niż średnioważona cena BASE na TGE w danym roku (BASE to dostawa we wszystkie dni przez wszystkie godziny doby). W tych latach ceny maksymalne osiągnięte na aukcji były zbliżone do cen rynkowych. Sytuacja zmieniła się w 2020 r. nie tylko ze względu na wzrost cen oferowanych w ramach aukcji, ale także ze względu na spadek cen rynkowych energii elektrycznej, spowodowanych w głównej mierze pandemią COVID-19. W związku z rekordowo wysokimi cenami BASE w 2021 r. (w grudniu 2021 r. osiągnęły poziom 829,98 PLN/MWh, natomiast średnia ważona za 2021 r. wyniosła 401,16 PLN/MWh) poziom na aukcjach był niższy niż maksymalne zakontraktowane ceny – w przypadku aukcji grudniowej mowa jest o 176% ceny średniej oraz 287% ceny maksymalnej.

In 2018 and 2019, the average selling price in the auction was lower than the weighted average BASE price on PPE in a given year (BASE is a delivery on all days, all hours of the day). In those years, the maximum prices reached at the auction were close to the market prices. The situation changed in 2020 not only due to the increase in auction prices, but also due to the decline in electricity market prices, mainly caused by the COVID-19 pandemic. Due to record high BASE prices in 2021 (in December 2021 they reached 829.98 PLN/MWh, while the weighted average for 2021 was 401.16 PLN/MWh), the level in the auctions was lower than the maximum contracted prices – in the case of the December auction it was about 176% of the average price and 287% of the maximum price.

Oprócz rosnącej w ostatnich dwóch latach przewagi PV nad onshore w koszyku aukcyjnym (spowodowanej wyczerpującymi się możliwościami inwestycji w wiatr w związku z ustawą odległościową) warto zauważyć, że odnawialne źródła energii stały się na tyle rynkową technologią wytwarzania, że wygrana w aukcji zmieniła swój charakter. Ceny aukcyjne przestały być wysoce atrakcyjne dla przedsiębiorców w porównaniu z aktualnymi cenami rynkowymi energii, a aukcyjny mechanizm wsparcia to bardziej forma długoterminowego zabezpieczenia kontraktu. Ułatwia to pozyskanie kapitału dłużnego dla projektów instalacji OZE.

Apart from the growing advantage of PV over onshore in the auction basket in the last two years (caused by depleting possibilities of investing in wind due to the distance law), it is worth noting that renewable energy sources have become such a marketable generation technology that winning in an auction changed its meaning. Auction prices are no longer highly attractive to entrepreneurs compared to current market prices for energy, and the auction support mechanism is more a form of long-term contract security. This makes it easier to raise debt capital for RES installation projects.

Coraz większe odchylenie między cenami aukcyjnymi a cenami spot na rynku powoduje, że inwestorzy spodziewają się w długim okresie większej zmienności, co przekłada się na rosnące koszty zabezpieczenia.

The increasing divergence between auction prices and spot market prices causes investors to expect higher volatility in the long term, which translates into rising hedging costs.

W kontekście mocy instalacji wybranych w ramach aukcji nie można dokonać jej łatwego oszacowania jedynie na podstawie samych liczb, ponieważ jeden koszyk obejmował dwie technologie charakteryzujące się różną produktywnością (tj. elektrownie fotowoltaiczne i elektrownie wiatrowe). Z przekazanej przez URE informacji podsumowującej wyniki ostatniej aukcji wynika, że w oparciu o zaakceptowane oferty objętych aukcją zostało 460 MW mocy nowych farm wiatrowych oraz 570 MW mocy instalacji fotowoltaicznych.

Podsumowując, wdrożenie systemu aukcyjnego należy ocenić pozytywnie w stosunku do rozwiązania bazującego na zielonych certyfikatach. Przede wszystkim eliminuje on niepewność inwestorów w zakresie wysokości wsparcia (cena sprzedaży jest znana lub może być z dużym prawdopodobieństwem oszacowana, biorąc pod uwagę projekcję inflacji, w przeciwieństwie do ceny sprzedaży zielonych certyfikatów i rynkowej ceny czarnej energii) oraz nie powoduje nadmiernego wsparcia systemu (wybierane są projekty najbardziej efektywne). Dążenie przez inwestorów do osiągnięcia jak największej efektywności projektu pozytywnie przekłada się także na wzrost konkurencyjności i innowacyjności producentów turbin, którzy między sobą rywalizują ich ceną oraz potencjalną produktywnością.

7.3. Kontrakty PPA, cPPA

Wielu właścicieli elektrowni wiatrowych zawiera długoterminowe, dwustronne umowy PPA lub cPPA na sprzedaż wyprodukowanej energii elektrycznej. Kontrakty te określają wolumen sprzedaży energii elektrycznej w danym okresie, zazwyczaj rocznym. Umowy zawierane są na dłuższy okres, przekraczający nawet 10 lat. Formuła cenowa rzadko bywa powiązana z rynkowymi cenami energii lub inflacją. Znacznie częściej ceny ustalane są na stałym poziomie. Ceny są kalkulowane z uwzględnieniem tzw. kosztu profilu, co pomniejsza efektywną cenę sprzedaży energii. W tych umowach wytwórcy kontraktują znaczną część przewidywanego wolumenu energii z uwzględnieniem pewnego marginesu, na wypadek gdyby się okazało, że warunki wietrzne w danym okresie były słabsze, niż przewidywano.

Drugą stroną umowy cPPA jest przedsiębiorstwo/zakład produkcyjny, a w przypadku PPA – spółka obrotu lub trader. Zawarcie PPA/cPPA niweluje niepewność związaną z czynnikami rynkowymi i prowadzi do obniżenia ryzyka projektu inwestycyjnego. Wytwórcy daje to pewność sprzedaży określonego wolumenu energii po znanej cenie (lub na podstawie ustalonej formuły jej wyliczenia). Podobne korzyści dotyczą odbiorcy, który w ten sposób zabezpiecza cenę zakupu energii w przyszłości. Właśnie ten aspekt w połączeniu z rosnącymi potrzebami wizerunkowymi dużych korporacji, dostrzegających zalety przekierowania zużycia energii na źródła nieemisyjne, tworzą szybko rosnący, międzynarodowy rynek kontraktów cPPA.

Więcej informacji na temat charakterystyki kontraktów cPPA zostało przedstawionych w rozdziale III.8 niniejszego raportu.

In terms of the capacity of installations selected in the auction, it cannot be easily estimated based on numbers alone, as one basket included two technologies with different productivity (i.e., photovoltaic and wind power plants). Information provided by the URE summarising the results of the last auction shows that 460 MW of new wind farm capacity and 570 MW of photovoltaic capacity were put up for auction on the basis of the accepted bids

To sum up, the implementation of the system at the auction should be assessed positively in relation to the solution based on green certificates. First of all, it eliminates the uncertainty of investors in terms of the amount of support (sales price is known or may be likely estimated taking into account the projected inflation, as opposed to the selling price of green certificates and the market price of black energy) and does not cause excessive support system (the most efficient projects are selected). The investors' aim to achieve the maximum efficiency of the project has a positive impact on the growth of competitiveness and innovation of turbine manufacturers who are competing with each other in terms of prices and potential productivity.

7.3. PPA, cPPA contracts

Many owners of the on-shore wind farms enter into long-term, bilateral PPAs or cPPAs on the sale of electricity. These contracts define the volume of electricity sales in a given period, usually on an annual basis. Agreements are concluded for a longer period, even exceeding 10 years. The pricing formula is seldom tied to market energy prices or inflation. Much more often the price is constant. Prices are calculated with consideration of the so-called profile cost, which reduces the effective selling price of energy. In these contracts, energy producers contract a large part of the expected volume of energy with some margin, in case it turned out that the wind conditions during the period were weaker than expected.

The other party to the agreement in the cPPA contract is an enterprise/production plant, and in the case of the PPA contract, a trading company or a trader. The conclusion of the PPA/cPPA contract eliminates the uncertainty associated with the market factor and leads to a reduction in the risk of the investment project. It gives the producer a certainty that the volume of energy will be sold at a known price (or based on an agreed formula for its calculation). Similar benefits apply to the purchaser, thus securing the purchase price of energy in the future. It is this aspect, combined with the growing image needs of large corporations, which see the advantages of redirecting energy consumption to non-emission sources, that create the rapidly growing international market for cPPA contracts.

More information about the characteristics of the cPPA contracts is presented in chapter III.8 of this report.

7.4. Rynek spot oraz rynek terminowy

Wytwórcy niebędący stroną umowy bilateralnej bądź niemający zabezpieczenia przychodów w postaci wygranej aukcji są narażeni na wahania rynkowych cen energii. Możliwe jest jednak częściowe zabezpieczenie cen sprzedaży poprzez zawarcie transakcji terminowych na TGE. Teoretycznie możliwe jest zawarcie transakcji na okres kolejnych 5 lat, jednak z uwagi na płynność w praktyce takie transakcje są zawierane na maksymalnie 2 lata. W pozostałym okresie wytwórca posiada pełną ekspozycję na zmiany cen energii. Poniżej przeanalizowaliśmy kształtowanie się wolumenów oraz cen spotowych i terminowych na TGE.

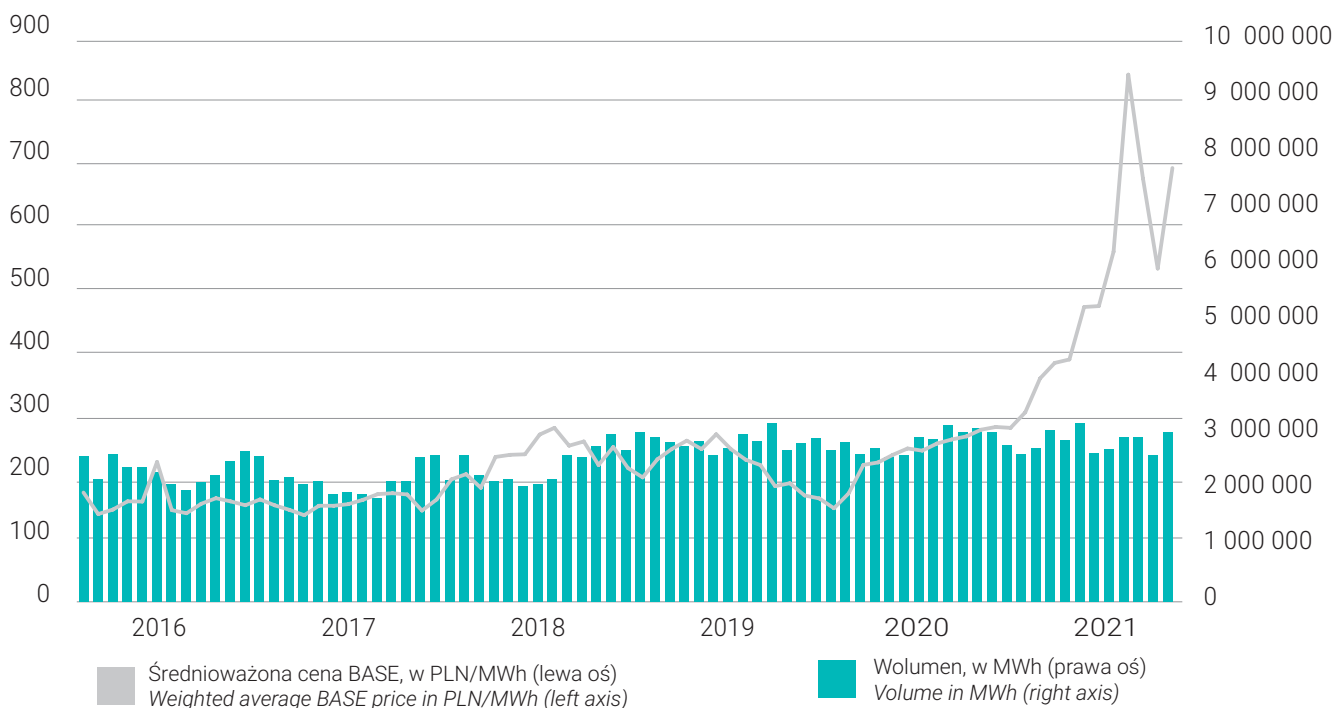
Biorąc pod uwagę transakcje zawierane w okresie ostatnich 5 lat, średnioważony wolumenem kurs BASE mieścił się w poszczególnych latach w przedziale od 139,29 PLN/MWh do 829,98 PLN/MWh. W ujęciu rocznym najniższe ceny odnotowano w 2017 r. (157,96 PLN/MWh), a od tamtego momentu nastąpił istotny ich wzrost. W 2021 r. średnia ważona wolumenem cena energii elektrycznej wyniosła 401,16 PLN/MWh, czyli była niemal dwukrotnie wyższa niż w 2020 r. W ubiegłym roku ceny cechowały się dużą zmiennością oraz intensywnym wzrostem – w styczniu 2021 r. średnia wyniosła 262,81 PLN/MWh, by na koniec 2021 r. osiągnąć poziom 829,98 PLN/MWh. W pierwszych miesiącach 2022 r. ceny spot spadły, jednak wciąż pozostawały na poziomach nieobserwowanych w ostatnich latach. Wolumen miesięczny w 2021 r. pozostał natomiast stabilny i kształtował się w przedziale 2,5–3,1 TWh (5-letnia średnia wynosi 3,1 TWh).

7.4. Spot market and futures market

Producers who are not parties to a bilateral agreement or do not hedge their revenues in the form of the auction system are exposed to fluctuations in market energy prices. However, it is possible to partially hedge the selling prices by concluding forward transactions on PPE. Theoretically, it is possible to conclude transactions for the next 5 years, but due to liquidity such transactions are effectively concluded for a maximum of 2 years. In the remaining period, the distributor is fully exposed to changes in energy prices. Below, we have analysed volumes, spot and forward prices of transactions concluded on PPE.

Taking into account transactions concluded over the last 5 years, the weighted average BASE price in individual years ranged between 139.29 PLN/MWh and 829.98 PLN/MWh. On an annual basis, the lowest prices were recorded in 2017 (157.96 PLN/MWh), and there has been a significant increase since then. In 2021, the volume-weighted average electricity price was 401.16 PLN/MWh, almost twice as high as in 2020. Last year prices were characterised by high volatility and intensive growth – in January 2021 the average was 262.81 PLN/MWh to reach 829.98 PLN/MWh by the end of 2021. Spot prices fell in the first months of 2022 but still remained at levels not seen in recent years. Monthly volume in 2021 remained stable at 2.5–3.1 TWh (5-year average 3.1 TWh).

Wykres 13. Transakcje energii elektrycznej spot na TGE



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych TGE

Chart 13. Spot electricity transactions on PPE

Source: Baker Tilly TPA analysis based on PPE data

Wolumen rynku spot to blisko 20% rocznego zużycia energii w kraju. Kształtowanie się kursu i wolumenu w transakcjach BASE zawieranych na TGE w okresie od stycznia 2017 r. do marca 2022 r. w ujęciu miesięcznym przedstawiono na powyższym wykresie.

Skokowy wzrost cen w 2021 r. w znacznym stopniu był spowodowany wzrostem cen uprawnień do emisji CO₂. Mają one istotny wpływ na kształtowanie się rynkowych cen energii elektrycznej z uwagi na fakt, że krańcowy koszt energii określany jest przez koszt zmiennej najdroższej w danej chwili jednostki pracującej w podstawie (w sposób ciągły przez pewien czas). Z uwagi na fakt, że jednostki wytwórcze pracujące w podstawie systemu elektroenergetycznego opalane są węglem kamiennym lub brunatnym, wysoki koszt uprawnień do emisji stanowi dużą część kosztów zmiennych, co powoduje wzrost cen energii. Jeszcze w 2016 r. ceny uprawnień do emisji CO₂ oscylowały w okolicy 5–6 EUR/t, jednak począwszy od końca 2017 r. zaczęły rosnąć. Średnia cena uprawnień w latach 2019 i 2020 wyniosła niespełna 25 EUR/t. W grudniu 2020 r. cena przekroczyła poziom 30 EUR/t, by w połowie 2021 r. przekroczyć poziom 50 EUR/t. Druga połowa 2021 r. charakteryzowała się bardzo intensywnym wzrostem cen uprawnień – do poziomu 80 EUR/t w grudniu 2021 r. przy wartości maksymalnej 88,8 EUR 8 grudnia 2021 r. W lutym 2022 r. cena uprawnień przekroczyła poziom 96,4 EUR 8 lutego 2022 r., a na koniec marca 2022 r. wyniosła 76,2 EUR.

Jednym z czynników wzrostu cen uprawnień była rekordowa konsumpcja prądu w 2021 r., przez co konieczne było uruchomienie najstarszych i najmniej efektywnych bloków węglowych, emitujących najwięcej CO₂. Ponadto Europejski Urząd Nadzoru Giełd i Papierów Wartościowych (ESMA) na zlecenie Komisji Europejskiej zbadał, czy na rynku uprawnień do emisji CO₂ i instrumentów pochodnych od niego mogło dojść do manipulacji skutkującej tak drastycznym wzrostem cen jednostek EU ETS. Dla porównania jeszcze w czerwcu, w dokumencie przygotowanym dla Komisji Europejskiej, oczekiwano, że cena praw do emisji CO₂ wzrośnie do poziomu 50–85 EUR/t do 2030 r., podczas gdy średnia miesięczna na poziomie 90 EUR przekroczona została w lutym 2022 r. W przedstawionym już wstępnym raporcie ESMA nie dopatrzyła się na razie żadnych odstępstw względem innych rynków. Europejski nadzór stwierdził, że liczba otwartych pozycji na uprawnieniach do emisji w posiadaniu funduszy inwestycyjnych jest zbliżona do giełd energii i nawet dwukrotnie mniejsza niż na holenderskiej giełdzie gazu. Urząd ten ma jednak jeszcze pogłębić swoją analizę i przekazać ją Komisji Europejskiej w 2022 r.

Warto dodać, iż wpływ na przyszłe ceny energii elektrycznej będą prawdopodobnie miały zmiany wprowadzane w związku z programem REPowerEU, zaproponowanym przez Komisję Europejską. Jednym z trzech jego filarów ma być stabilizacja cen energii, poprzez m.in. opodatkowanie ponadnormatywnych zysków na handlu uprawnieniami do emisji CO₂, państwowe działania regulacyjne ograniczające wzrost cen detalicznych, państwowe środki pomocowe na wsparcie odbiorców przemysłowych oraz działania regula-

Spot market volume accounts for nearly 20% of the country's annual energy consumption. The evolution of the price and volume in BASE transactions concluded on POLPX between January 2017 and March 2022 on a monthly basis is presented in the chart.

The price surge in 2021 was to a large extent caused by an increase in the price of CO₂ emission allowances. They have a considerable impact on the development of market electricity prices due to the fact that the marginal cost of energy is determined by the variable cost of the most expensive unit operating at a given moment (continuously over a certain period of time). Due to the fact that the generating units constituting the basis of the power system are fired by coal or lignite, the high cost of emission allowances is a large part of the variable cost, which causes energy prices to increase. As recently as 2016, CO₂ allowance prices oscillated around EUR 5–6/t, but starting from the end of 2017 they started to rise. The average allowance price in 2019 and 2020 was less than 25 EUR/t. In December 2020, the price exceeded the level of 30 EUR/t to exceed 50 EUR/t in mid-2021. The second half of 2021 was characterized by a very intensive increase of allowance prices – to the level of 80 EUR/t in December 2021 with a maximum value of 88.8 EUR/t on December 8, 2021. In February 2022 the allowance price exceeded the level of 96.4 EUR on February 8, 2022 and at the end of March 2022 it amounted to 76.2 EUR.

One of the factors of the allowance price increase was the record consumption of electricity in 2021, which made it necessary to launch the oldest and least efficient coal-fired units, emitting the most CO₂. In addition, the European Securities and Markets Authority (ESMA), commissioned by the European Commission, investigated whether the market for CO₂ emission allowances and derivatives could have been manipulated resulting in such a drastic increase in the price of EU ETS units. For comparison, back in June, in a document prepared for the European Commission, the price of CO₂ emission rights was expected to rise to the level of EUR 50–85/t by 2030, while the monthly average of EUR 90 was exceeded in February 2022. In the preliminary report already presented, ESMA did not see any deviation from other markets so far. The European supervisor said the number of open positions on emission allowances held by investment funds is similar to energy exchanges and up to twice as small as on the Dutch gas exchange. However, the authority is expected to further deepen its analysis and report it to the European Commission in 2022.

It is worth adding that future electricity prices are likely to be influenced by changes introduced in connection with the REPowerEU programme proposed by the European Commission. One of its three pillars is to be stabilisation of energy prices through, among others, taxation of above-normal profits on CO₂ emission allowance trading, state regulatory actions limiting the increase of retail prices, state aid measures to support industrial consumers and

cyjne w zakresie oceny możliwości i ulepszenia funkcjonowania rynku energii elektrycznej.

Dodatkowym czynnikiem napędzającym wzrost cen energii elektrycznej w Polsce jest wyraźna deprecjacja PLN w stosunku do EUR, w którym uprawnienia są denominowane. W pierwszej połowie 2021 r. za 1 EUR płaciliśmy 4,50 PLN, a następnie kurs wzrastał, by w grudniu osiągnąć poziom 4,71 PLN. Dalsze osłabienie polskiej waluty podtrzymuje niekorzystny wpływ ceny certyfikatów na ceny energii elektrycznej w Polsce.

Załączony wykres przedstawia kształtowanie się ceny uprawnień do emisji 1 tony CO₂ w okresie od 2016 r. do końca marca 2022 r.

regulatory actions concerning assessment of opportunities and improvement of the functioning of the electricity market.

An additional factor driving up electricity prices in Poland is the marked depreciation of the Polish zloty against the euro, in which allowances are denominated. In the first half of 2021, we paid 4.50 PLN for 1 EUR and then the exchange rate increased to reach 4.71 PLN in December. Further depreciation of the Polish currency maintains the unfavourable impact of the certificate price on electricity prices in Poland.

The accompanying chart shows the evolution of the price of emission allowances for 1 tonne of CO₂ in the period from 2016 to the end of March 2022.

Wykres 14. Notowania uprawnień do emisji CO₂



Źródło: Reuters Eikon

Chart 14. Quotations of CO₂ emission allowances

Source: Reuters Eikon

Przyjmując pewne założenia, wyodrębniliśmy wartość uprawnień do emisji CO₂ z rynkowych cen energii⁶⁷. Jak widać na poniższym wykresie dotyczącym okresu 2016–2021, cena energii skorygowana o koszt uprawnień CO₂ wykazuje mniejsze wahania w porównaniu z ceną rynkową na TGE. Wyjątkiem jest grudzień 2021 r., kiedy odnotowano jednorazowy skok w cenie energii, która osiągnęła średni poziom 830 PLN/MWh. Pozostałe czynniki wpływające na wzrost cen energii w tym okresie to wzrost cen węgla, problemy infrastrukturalne po stronie magazynowania energii, zwiększony popyt na energię w grudniu przy niższej produkcji ze źródeł odnawialnych oraz skokowy wzrost cen gazu ziemnego na rynkach światowych.

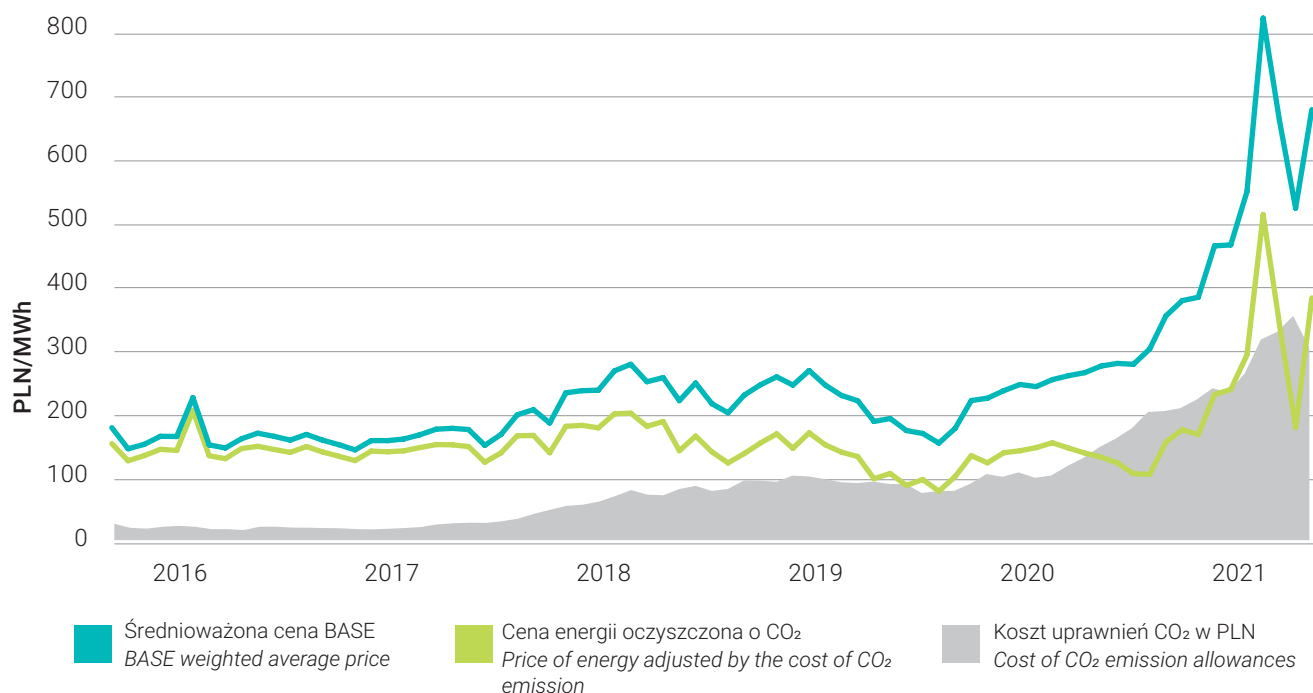
Making certain assumptions, we distinguished the value of CO₂ emission allowances from the market energy prices.⁶⁷ As can be seen in the chart below for the 2016–2020 period, the price of energy adjusted by the cost of CO₂ allowances shows smaller fluctuations compared to the market price on PPE, with the exception of December 2021, when there was a one-off spike in energy prices, which reached an average level of 830 PLN/MWh. Other factors contributing to the increase in energy prices in the period include higher coal prices, infrastructural problems on the energy storage side, increased demand for energy in December with lower production from renewable sources and a surge in natural gas prices on global markets.

⁶⁷ Przyjęte zostało założenie, że wyprodukowanie 1 MWh niesie z sobą emisję 850 kg dwutlenku węgla. Dzieląc ceny zamknięcia uprawnień przeliczyliśmy średnim kursem EUR/PLN z danego dnia. Z uwagi na miesięczne dane dotyczące cen energii, koszt uprawnień do emisji CO₂ w danym miesiącu oszacowano za pomocą średniej arytmetycznej notowań dziennych.

⁶⁷ It has been assumed that the production of 1 MWh entails emission of 850 kg of carbon dioxide. We converted daily closing prices of allowances using the average EUR/PLN exchange rate for a given day. Due to monthly data on energy prices, the cost of CO₂ emission allowances in a given month was estimated using the arithmetic mean of daily quotations.

Wykres 15. Porównanie ceny energii oczyszczonej o koszt emisji CO₂ do rynkowej ceny energii

Chart 15. Comparison of the price of energy subject to adjustment by the cost of CO₂ emissions to the market price of energy



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA

Source: Baker Till TPA analysis

Przeanalizowaliśmy także statystyczną zależność pomiędzy cenami uprawnień do emisji CO₂ a rynkową ceną energii elektrycznej na TGE. Wzięliśmy pod uwagę okres 5-letni, bazując na miesięcznych cenach BASE oraz cenie uprawnień do emisji CO₂ (średnia arytmetyczna z dziennych kursów zamknięcia w danym miesiącu). Nasza analiza wykazała, że współczynnik korelacji pomiędzy tymi dwiema zmiennymi wynosi 0,89, a więc poziom zależności jest znaczny.

We have also analysed the statistical relationship between the prices of CO₂ emission allowances and the market price of electricity on the Polish Power Exchange. We took into account a 5-year period, i.e., the monthly BASE price and the price of CO₂ emission allowances (arithmetic average of the daily closing prices in a given month). Our analysis showed that the correlation coefficient between these two variables is 0.89, so the level of dependence is significant.

Do innych istotnych czynników napędzających wzrosty cen energii spot w 2021 r. należą problemy globalne związane głównie ze wzrostem cen surowców (gazu, ropy, węgla).

Other important factors driving spot power price increases in 2021 include global issues mainly related to rising commodity prices (gas, oil, coal).

Obecna sytuacja na rynku surowcowym nie pomaga stabilizacji cen energii elektrycznej. Spodziewamy się w bliskiej przyszłości działań kompensujących na rynku ze strony regulatorów oraz prawodawców, które mogą dotyczyć regulacji cen uprawnień do emisji, zmian podatkowych, zamrażania cen lub różnego rodzaju dofinansowań mających na celu osłabienie efektów wzrostu cen energii dla końcowego odbiorcy.

The current situation in the commodity market does not help stabilize electricity prices. In the near future, we expect compensatory actions on the market by regulators and lawmakers, which may relate to the regulation of emission allowance prices, tax changes, price freezes or various types of subsidies aimed at mitigating the effects of energy price increases on end users.

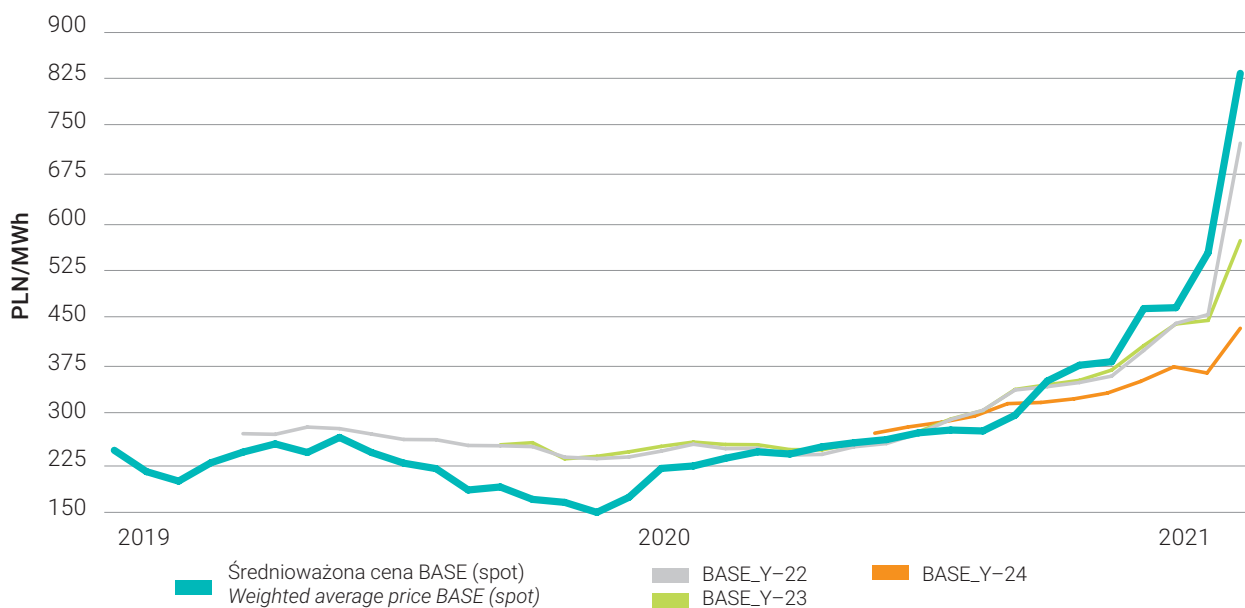
Analizując zależności pomiędzy rynkiem spot a rynkiem terminowym, warto spojrzeć na wykres przedstawiający notowania rocznych kontraktów terminowych na dostawę energii w paśmie w porównaniu z ceną na rynku spot. Notowania kontraktów terminowych charakteryzują się niższą okresową zmiennością. Prześledziliśmy też ceny w kontraktach terminowych na dostawę energii, zawierane na TGE w okresie od stycznia 2019 r. do grudnia 2021 r.

Analyzing the relationship between the spot market and the futures market, it is useful to look at the chart below. It shows the quotations of annual energy futures contracts for the annual supply for energy (BASE) compared to the spot market price. The quotations of futures contract are characterized by lower periodic volatility. We also tracked prices in energy futures contracts traded on POLPX between January 2019 and December 2021. The average BASE price for 2022

Średni kurs BASE na 2022 r. w całym cyklu życia kontraktu ukształtował się na poziomie 358,84 PLN/MWh. Biorąc pod uwagę także ceny i wolumen w kontraktach na poszczególne kwartały 2022 r. (transakcje były zawierane od stycznia 2020 r.), implikowany kurs BASE na 2022 r. wynosi 345,74 PLN/MWh. Średni kurs BASE w kontraktach zawieranych na 2023 r. wynosi 384,84 PLN/MWh, a średni kurs BASE na 2024 r. – 378,83 PLN/MWh. W danym okresie ceny w poszczególnych seriach kontraktów charakteryzują się podobnym poziomem cenowym (zazwyczaj kilka PLN/MWh premii dla kontraktów z kolejnej serii), zaś kierunek zmian cen wyznacza aktualna cena rynkowa energii. Można było to zaobserwować w 2021 r., w którym ceny kontraktów podążały za niższą ceną energii. Warto zauważyć, iż rynek spodziewa się obniżki cen energii elektrycznej w bliskiej przyszłości w porównaniu z rekordowymi wartościami obserwowanymi pod koniec 2021 r., jednak wyższymi niż obecna cena spot. Kontrakt z marca 2022 r. na 2023 r. zawierany był po cenie 714,64 PLN/MWh, czyli z premią do obecnej ceny energii. Z kolei rynek w latach 2024–2025 spodziewa się obniżki ceny energii elektrycznej do poziomów odpowiednio 691,85 oraz 627,63 PLN/MWh.

over the lifecycle of the contract was at 358.84 PLN/MWh. Taking into account also prices and volume in contracts for individual quarters of 2022 (transactions were concluded starting from January 2020), the implied BASE rate for 2022 amounts to 345.74 PLN/MWh. The average BASE rate in contracts concluded for 2023 is 384.84 PLN/MWh, and the average BASE rate for 2024 – 378.83 PLN/MWh. In a given period, prices in individual contract series are characterised by a similar price level (usually a few PLN/MWh premium for contracts in the next series) and the direction of price changes is determined by the current market price of energy. This could be seen in 2021 where contract prices followed the lower energy price. It is worth noting that the market expects electricity prices to decrease in the near future from the highs seen in late 2021, but higher than the current spot price. The March 2022 contract for 2023 was concluded at 714.64 PLN/MWh, i.e. at an amount higher than the current energy price. In turn, the market in 2024–2025 expects a reduction in the electricity price to 691.85 and 627.63 PLN/MWh, respectively.

Wykres 16. Notowania energii elektrycznej na rynku spot oraz w kontraktach terminowych na TGE



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych TGE

Chart 16. Electricity quotations on the spot market and in futures on the Polish Power Exchange

Source: Baker Tilly TPA analysis based on PPE data

Postępując się danymi miesięcznymi za okres 2019–2021, zbadaliśmy zależności pomiędzy cenami spot a cenami zawieranych kontraktów terminowych (na wykresie kontrakt oznaczony np. BASE_Y-20 to kontrakt z dostawą na 2020 r.). Na początku 2020 r. mieliśmy do czynienia ze spadkiem cen energii nawet do poziomu ok. 150 PLN/MWh, za czym podążały ceny w kontraktach terminowych. W 2021 r. rynek spot charakteryzował się dużą zmiennością oraz szybkim wzrostem. Notowania kontraktów terminowych były bardziej ustabilizowane, wciąż jednak odzwierciedliły widoczne wzrosty.

Using monthly data for the period of 2019–2021, we examined the relationship between spot prices and prices of the futures contracts concluded (in the chart, a contract marked e.g. BASE_Y-20 is a contract with delivery in 2020). At the beginning of 2020, energy prices fell to levels as low as ca. 150 PLN/MWh and prices in futures contracts followed suit. In 2021, the spot market was characterised by high volatility and rapid growth. Futures prices were more stable, but still reflected visible increases.

Poniższa tabela przybliży szczegóły cenowe i wolumenowe zawieranych kontraktów w okresie 2019–2021.

The following table takes a closer look at the price and volume details of the contracts traded during the 2019–2021 period.

Tabela 4. Notowania kontraktów terminowych na TGE

Table 4. Quotations of futures contracts on the Polish Power Exchange

Kontrakty terminowe na TGE Futures contracts on PPE	Rok zawarcia transakcji Year of the transaction			Pełny cykl życia kontraktu Full contract life cycle
	2019	2020	2021	
Kontrakt / Contract	Ceny transakcyjne ważone wolumenem (PLN/MWh) Volume-weighted transaction prices (PLN/MWh)			
Kontrakty kwartalne BASE na 2022 r. BASE quarterly contracts for 2022	–	–	572,28	572,28
BASE_Y-22	265,54	243,28	384,16	358,84
BASE_Y-23	–	250,47	390,02	379,61
BASE_Y-24	–	–	367,56	371,89
Kontrakt / Contract	Wolumen (MWh) / Volume (MWh)			
Kontrakty kwartalne BASE na 2022 r. BASE quarterly contracts for 2022	–	–	18 230 228	18 230 228
BASE_Y-22	2 811 960	20 612 280	104 436 720	139 774 560
BASE_Y-23	–	4 108 440	19 701 240	24 259 272
BASE_Y-24	–	–	3 100 752	3 162 072

Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych TGE

Source: Baker Tilly TPA analysis based on PPE data

Wolumen transakcji w kontraktach BASE na 2022 r. wyniósł 139,8 TWh, co stanowi ok. 80% krajowego zużycia energii w 2021 r., które według PSE wyniosło 174,4 TWh. Biorąc pod uwagę dodatkowo zawarte w ubiegłym roku kontrakty na poszczególne kwartały 2022 r., dokonano kontraktacji na ok. 91% ubiegłorocznego krajowego zużycia energii. Dla porównania wolumen transakcji zawartych na TGE w kontraktach BASE na cały 2021 r. wyniósł 168,5 TWh, tak więc na 2022 r. zakontraktowano wolumen niższy o 6% r./r.

The volume of transactions in BASE contracts for 2022 amounted to 139.8 TWh, which represents approximately 80% of the domestic energy consumption in 2021, which according to the PSE amounted to 174.4 TWh. Taking into account also the contracts concluded last year for individual quarters of 2022, contracts covered around 91% of the last year's domestic energy consumption. For comparison, the volume of transactions concluded on TGE in BASE contracts for the whole of 2021 amounted to 168.5 TWh, so the volume contracted for 2022 was lower by 6% YoY.

Nie istnieje jedno dominujące podejście do prognozowania cen energii elektrycznej. Ceny na najbliższe 2–3 lata można określić w oparciu o notowania kontraktów terminowych na TGE, lecz w przypadku cen w dalszych okresach, podejście uczestników rynku jest zróżnicowane. Część podmiotów opiera swoje projekcje cenowe na rozbudowanych prognozach uwzględniających scenariusze dotyczące m.in. nowych przyłączy do sieci jednostek konwencjonalnych, rozwoju morskiej energetyki wiatrowej oraz farm fotowoltaicznych, a także planowanych wyłączeń istniejących bloków węglowych. Takie projekcje są przygotowywane przez profesjonalne podmioty, jednak opierają się one na wielu zmiennych i założeniach, które nie zawsze mogą się zmaterializować – rozwój OZE jest w dużym stopniu uzależniony od regulacji i polityki energetycznej kraju, której wdrożenie może się znacznie opóźnić. Pewna część inwestorów abstrahuje od wyrafinowanych metod i prognozuje dalszy wzrost cen w oparciu o wskaźnik inflacji (lub wskaźnik inflacji skorygowany o pewną wartość). Oba podejścia mają swoje plusy i minusy oraz niosą z sobą pewne ryzyko nieprawidłowego oszacowania cen energii.

There is no single dominant approach to forecasting electricity prices. Prices for the next 2–3 years can be determined based on TGE futures quotations, but in the case of prices in later periods, the approach of market participants varies. Some entities base their price projections on extensive forecasts including scenarios of e.g. new connections of conventional units to the grid, development of offshore wind energy and photovoltaic farms as well as planned shutdowns of existing coal units. Such projections are prepared by professional entities, but they are based on many variables and assumptions that may not always come true – the development of RES is highly dependent on regulations and national energy policy, whose implementation may be significantly delayed. A number of investors abstract from sophisticated methods and forecast further price increases based on the inflation rate (or the inflation rate adjusted by a certain value). Both approaches have their pros and cons and carry certain risk of incorrectly estimating energy prices.

8 Potencjał cPPA dla rozwoju nowych mocy

cPPA staje się jednym z głównych modeli sprzedaży energii dla przedsiębiorstw w większości państw Unii Europejskiej. Europejski rynek cPPA w 2021 r. zwiększył się o 55% w stosunku do poprzedniego. W 2020 r. skumulowana wielkość wszystkich podpisanych do tego roku umów wynosiła 12 GW, a pod koniec 2021 r. osiągnęła 18,5 GW. Około $\frac{2}{3}$ z tej wielkości to energia wiatrowa. W Europie wśród głównych nabywców są przedsiębiorstwa energochłonne, a także sektor teleinformatyczny oraz transport. Polska jest jednym z 14 państw w Europie, w których funkcjonują korporacyjne umowy sprzedaży energii elektrycznej, tj. cPPA. Na podstawie danych na koniec 2021 r. – wśród liderów były Hiszpania (4,2 GW), Szwecja (2,8 GW), Norwegia (2,1 GW), Niemcy (1,8 GW), Wielka Brytania (1,6 GW), Finlandia (1,5 GW) i Holandia (1,5 GW). Polska była na 11. miejscu z umowami o łącznym wolumenie prawie 400 MW. Polskie umowy dotyczą w ponad połowie energii z wiatru, a reszta to energia słoneczna.

Wzrost znaczenia cPPA

Rola cPPA w stosunku do systemu aukcyjnego rośnie. Model cPPA, który dotychczas był uzupełniającym do systemu aukcyjnego, w przyszłości ma szansę stać się dominującym systemem pozwalającym finansować budowę nowych mocy OZE. Taki pożądany kierunek zmian rynku wskazuje Komisja Europejska, która wkrótce planuje opublikować wytyczne dla państw członkowskich, jak uprościć procedury wydawania pozwoleń na budowę nowych instalacji energetyki wiatrowej czy słonecznej, a także jak znieść inne bariery administracyjne na poziomie krajowym. Inicjatywa ma uwzględniać wdrażanie środków zmierzających do upowszechnienia cPPA. Jednocześnie Komisja i Europejski Bank Inwestycyjny (EBI) mają przedstawić unijny mechanizm pomagający finansować inwestycje w OZE w ramach umów cPPA. Europejski rynek również ewoluuje w tym kierunku, czego dowodem jest szybko rosnąca ilość umów cPPA nawet w przypadku najdroższych inwestycji w odnawialne źródła, tj. morskiej energetyki wiatrowej. W 2021 r. podpisano umowy na prawie 1,4 GW mocy z offshoru, przede wszystkim w Niemczech, Belgii i Wielkiej Brytanii. Najwięcej kontraktów na moce wytwórcze w energetyce morskiej podpisano dla przemysłu ciężkiego (chemicznego), teleinformatycznego i transportu (głównie kolejowego) – 88% dotychczasowych kontraktów.

Czynniki zmiany

Boom na zieloną energię dla firm, który od kilku lat obserwujemy w Europie, zaczyna być obecny również w Polsce. Przechodzenie na zieloną energię to coraz częściej jedno z głównych działań strategicznych, które firmy komunikują swoim akcjonariuszom. Wynika z rosnących oczekiwań ze strony klientów oraz partnerów biznesowych, którzy oczekują łańcuchów dostaw z minimalnym śladem węglowym. To nie tylko dobrowolna realizacja wymogów ESG w ramach odpowiedzialności za klimat i środowisko,

Potential of cPPA for new capacity development

The cPPA is becoming one of the major energy sales models for businesses in most European Union states. The European cPPA market grew by 55% in 2021 compared to the previous year. In 2020, the cumulative volume of all contracts signed up to that year was 12 GW, reaching 18.5 GW by the end of 2021. About $\frac{2}{3}$ of this volume is wind power. In Europe, among the main buyers there are energy-intensive companies, as well as the ICT sector and transport. Poland is one of 14 countries in Europe with corporate power purchase agreements, or cPPAs. According to data as of the end of 2021, the leaders included Spain (4.2 GW), Sweden (2.8 GW), Norway (2.1 GW), Germany (1.8 GW), Great Britain (1.6 GW), Finland (1.5 GW), and the Netherlands (1.5 GW). Poland was ranked 11th with contracts totalling nearly 400 MW. More than half of the Polish contracts are for wind power, with the remainder being PV.

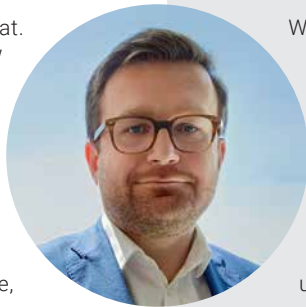
cPPAs grow in meaning

The role of the cPPA in relation to the auction system is growing. The cPPA model, which until now was complementary to the auction system, in the future has a chance to become the dominant system allowing financing the construction of new RES capacities. This desired direction of market changes is indicated by the European Commission, which soon plans to publish guidelines for member states on how to simplify procedures of issuing permits for construction of new wind or solar power installations and how to abolish other administrative barriers at the national level. The initiative is to include the implementation of measures to make cPPAs more widespread. At the same time, the Commission and the European Investment Bank (EIB) are to present an EU mechanism to help finance RES investments under cPPAs. The European market is also evolving in this direction, as evidenced by the rapidly growing number of cPPAs even for the most expensive renewable investments, i.e. offshore wind. In 2021, contracts for nearly 1.4 GW of offshore capacity were signed, primarily in Germany, Belgium and the UK. Most contracts for offshore capacity were signed for heavy industry (chemicals), ICT and transport (mainly railroads) – 88% of contracts so far.

Change factors

The boom in green energy for businesses, which has been observed in Europe for several years, is starting to be visible in Poland as well. Switching to green energy is increasingly often one of the main strategic actions that companies communicate to their shareholders. It stems from the growing expectations of customers and business partners who expect supply chains with minimal carbon footprint. This is not only a voluntary implementation of the ESG requirements as part of climate and environ-

Na polskim rynku działamy już od ponad 20 lat. W segmencie OZE pomagamy łączyć producentów z odbiorcami końcowymi jako stroną kontraktów. Pierwsze zielone certyfikaty i energię elektryczną z OZE kupowaliśmy, gdy tylko pojawiły się w naszym kraju. Wiemy, jak optymalizować ryzyko uczestników rynku energii, który w Polsce charakteryzuje się niską płynnością i krótkim horyzontem obrotu. Polscy producenci, mając do dyspozycji krótkie kontrakty na TGE, raczkujący rynek umów cPPA i wprawdzie długie, ale za to obecnie cenowo nieatrakcyjne kontrakty aukcyjne, poszukują dodatkowych rozwiązań umożliwiających rozwój projektów. Widzimy, że coraz częściej wybierają modele hybrydowe, polegające na kontraktacji części wolumenu produkcyjnego przez aukcję, części przez PPA ze spółką obrotu lub poprzez cPPA, a w wielu przypadkach także części pozostawionej na ryzyku rynkowym. Zmiana widoczna jest także w decyzjach odbiorców końcowych, którzy demonstrują rosnącą gotowość do zawierania coraz dłuższych umów zabezpieczających im dostęp do rynku (kiedyś na 1–3 lata, dziś nawet na 5–6).



Paweł Wierzbicki

Członek zarządu Axpo Polska
Member of the Board, Axpo Polska

W Axpo oferujemy kontrakty PPA na okres 10–15 lat dla wytwórców energii z OZE, wieloletnie umowy na sprzedaż energii dla odbiorców końcowych, a także wsparcie przy całej procedurze. Rolę naszej spółki postrzegamy m.in. jako swego rodzaju platformę umożliwiającą zawieranie fizycznych cPPA bezpośrednio między producentem i odbiorcą. W naszej ocenie każdy cPPA jest inny. Oprócz podstawowych różnic na umowy fizyczne i wirtualne, każdy kontrakt opiera się na indywidualnym rozkładzie ryzyka. Jest to zależne od modelu zakupowego po stronie odbiorcy oraz od struktury finansowania projektu po stronie wytwórcy. Ponadto, przy cPPA pomagamy stronom w obsłudze koncesyjnej, raportowej, rozliczeniowej i w zakresie bilansowania.

Rynek PPA ze spółkami obrotu oraz cPPA z odbiorcami końcowymi dynamicznie się zmienia i szybko rośnie. Dużo konsumentów ogłasza postępowania przetargowe i szybko uczą się występujących tu ryzyk i mechanizmów. Obok graczy globalnych coraz częściej pojawiają się też polskie firmy, które dziś mają wysoką motywację do optymalizacji kosztów zakupu energii. Umowy PPA oraz cPPA są szczególnie atrakcyjne dla projektów, które nie biorą udziału w aukcjach. Z kolei projekty aukcyjne, które mają 60–70% wolumenu objętego kontraktem różnicowym, mogą skorzystać z PPA i znacząco poprawić rentowność poprzez zabezpieczenie pozostałego wolumenu w atrakcyjnej cenie. Dziś, kiedy na TGE w paśmie bazowym handluje się energią na przyszły rok przy cenach powyżej 900 PLN/MWh, wieloletnie, tj. zawierane na okres 10 lub więcej lat, umowy PPA podpisuje się przy cenach wyższych niż 100–120 EUR/MWh. W takich warunkach wielu producentów próbuje ograniczać lub odradzać dostawy objęte aukcją, a nawet rozważa rezygnację z kontraktów aukcyjnych.

We have been active in the Polish market for over 20 years. In the RES segment, we help to connect producers with end users as a contracting party. We bought the first green certificates and electricity from RES as soon as they appeared in Poland. We know how to optimize the risk of energy market participants, which in Poland is characterized by low liquidity and short-term trading horizon. With short contracts on the Polish Power Exchange, the fledgling cPPA market and long-term but currently unattractive auction contracts, Polish producers are

looking for additional solutions to develop their projects. We see them increasingly opting for hybrid models, contracting a portion of the generation volume through an auction, a portion through a PPA with a trading company or through a cPPA, and

in many cases a portion left to market risk. The change is also visible in the decisions of end customers, who demonstrate a growing willingness to conclude longer contracts securing access to the market (previously for 1–3 years, today even for 5–6 years).

At Axpo, we offer PPAs for 10–15 years for RES producers, multi-year contracts for the sale of energy to end customers, and support for the entire procedure. We view the role of our company as a kind of platform that enables the conclusion of physical cPPAs directly between the producer and the recipient. In our opinion, every cPPA is different. In addition to the basic distinctions between physical and virtual contracts, each contract is based on an individual distribution of risk. This depends on the purchasing model on the customer side and the project financing structure on the producer's side. In addition, we assist parties with concession, reporting, billing and balancing services related to the cPPA.

The market for PPAs with trading companies and cPPAs with end users is dynamically changing and growing rapidly. Major consumers are announcing tenders and quickly learning the risks and mechanisms involved. In addition to global players, there are more and more Polish companies, which today are highly motivated to optimize energy purchase costs. PPAs and cPPAs are particularly attractive for projects that do not participate in auctions. In turn, auction projects that have 60%–70% of their volume covered by a contract for difference can benefit from a PPA and significantly improve profitability by securing the remaining volume at an attractive price. Today, when energy for the next year is traded on the PPE at prices exceeding 900 PLN/MWh, long-term PPAs, i.e. contracts concluded for a period of 10 or more years, are signed at prices higher than 100–120 EUR/MWh. Under such conditions, many producers are attempting to reduce or defer auctioned supplies, or are even considering cancelling their auction contracts.

ale w coraz większym stopniu obowiązek wynikający z wielu aktów prawnych Unii Europejskiej nt. raportowania. Chodzi przede wszystkim o dyrektywę w sprawie raportowania niefinansowego firm (NFRD oraz CSRD), a także rozporządzenie o raportowaniu sektora finansowego (SFDR) – które wyznaczają ramy koniecznej sprawozdawczości w zakresie wpływu działalności przedsiębiorstw na klimat i środowisko, w tym na wysokość ich śladu węglowego. Uzupełnieniem są kryteria taksonomii zrównoważonego finansowania UE, które zgodnie z zapowiedziami Komisji Europejskiej mają doprowadzić do przekierowania strumienia środków inwe-

mental responsibility, but increasingly an obligation under a number of European Union reporting acts. These include the Non-Financial Reporting Directive (NFRD and CSRD) and the Sustainable Finance Disclosure Regulation (SFDR), which set out a framework for the necessary reporting of the impact of companies' activities on the climate and the environment, including their carbon footprint. This is complemented by the EU Sustainable Finance Taxonomy criteria, which, as announced by the European Commission, are intended to redirect the flow of investment funds available to the public and commercial financial sector to those

stycyjnych, którymi dysponuje publiczny i komercyjny sektor finansowy, na takie, które przyczyniają się do wdrażania celu neutralności klimatycznej w Unii Europejskiej. W obszarach dotyczących energii mają znacząco wspierać inwestycje w OZE i efektywność energetyczną. Stawiają one firmy przed wyzwaniem przechodzenia na zieloną energię, by móc raportować redukcję swojego śladu węglowego. Dzięki umowie cPPA odbiorca może wykazać, że korzysta z energii z OZE, natomiast firma wytwarzająca energię ma zapewnioną sprzedaż przez okres trwania umowy. Nie tylko zwiększa to stabilność finansową przedsięwzięć OZE, ale także pozwala finansować nowe moce farm wiatrowych czy słonecznych.

Przechodzenie firm na zieloną energię to obecnie jeden z głównych trendów biznesowych podyktowany chęcią redukcji kosztów zużywanej energii. Zielona energia coraz bardziej decyduje o konkurencyjności firm. W nowoczesnej energetyce najważniejszą część odpowiedzi na wyzwania transformacji stanowią odnawialne źródła energii. Wiatr czy słońce pozwalają produkować energię taniej od tej z węgla czy gazu. Szczególnie duża różnica jest w Polsce, gdzie węgiel wciąż odgrywa dominującą rolę w wytwarzaniu energii elektrycznej. Jako paliwo kopalne musi ponosić wysokie koszty emisji CO₂. Wzrosty na rynku uprawnień do emisji w istotny sposób zwiększają ceny energii z węgla. Prowadzi to do sytuacji, w której cena energii produkowanej w instalacjach OZE dziś jest ponaddwukrotnie tańsza niż w przypadku produkcji energii w konwencjonalnych elektrowniach. Przechodzenie na zieloną energię przekłada się również na zwiększanie konkurencyjności gospodarki oraz atrakcyjności inwestycyjnej kraju. Wzmacnia także bezpieczeństwo energetyczne. Szczególnie ten aspekt został trafnie zidentyfikowany w podlegających właśnie rewizji podejściach – zarówno na poziomie krajowym, jak i Unii Europejskiej.

Rosnący potencjał OZE w Polsce

Potencjał odnawialnych źródeł dla sektora energii elektrycznej został dostrzeżony przez krajowego operatora sieci elektroenergetycznych. PSE w opublikowanym 10-letnim planie rozwoju polskich sieci elektroenergetycznych (tj. na lata 2023–2032) wskazuje, iż polski system już w ciągu 10 lat może w ponad 50% być oparty na odnawialnych źródłach energii. Plan PSE pokazuje nie tylko możliwość przyłączenia takich mocy, ale również ich zbilansowania i sprawnej pracy. Takie podejście jest spójne z unijną strategią integracji systemu energetycznego wdrażaną obecnie przez pakiet „Fit for 55”. Wskazuje ona, że już w 2030 r. udział energii ze źródeł odnawialnych w produkcji energii elektrycznej w Unii wzrośnie dwukrotnie, do 55–60%, a do 2050 r. nawet do ok. 84%.

Wśród czynników wzrostu potencjału energii z OZE, która będzie w coraz większym stopniu sprzedawana w modelu cPPA, jest m.in. postępująca elektryfikacja, która jest mocno ugruntowana w unijnej legislacji wyznaczającej model transformacji energetycznej, w tym także finansowania inwestycji. Elektryfikację dostrzega także krajowy operator PSE, trafnie wskazując ją jako główny trend modernizacji energetyki. Chodzi o elektryfikację, która od

that contribute to the implementation of the EU's climate neutrality goal. In energy-related areas, they are to substantially support investments in RES and energy efficiency. They challenge companies to transition to green energy in order to report reductions in their carbon footprint. With a cPPA, the consumer can demonstrate that they are using energy from RES, while the generating company is assured of sales for the duration of the contract. This not only increases the financial stability of RES projects, but also allows for financing new wind or solar farm capacity.

Companies' transition to green energy is currently one of the main business trends dictated by the desire to reduce costs of energy consumed. Green energy increasingly determines the competitiveness of a company. In modern energy industry, renewable energy sources are the most important part of the answer to the transformation challenges. Wind or sun allow to produce energy cheaper than from coal or gas. The difference is particularly visible in Poland, where coal still plays the dominant role in electricity generation. As a fossil fuel, it has to bear high costs of CO₂ emissions. Increases in the market for emission allowances significantly increase the price of energy from coal. This leads to a situation where the price of energy produced in RES installations today is more than twice as cheap as in the case of energy production in conventional power plants. The transition to green energy also translates into increased competitiveness of the economy and attractiveness of the country for investments. It also strengthens energy security. This aspect, in particular, has been accurately identified in the currently revised approaches – both at the national and European Union level.

Growing potential of RES in Poland

The potential of renewable sources for the energy sector has been recognized by the national electricity grid operator. In its published 10-year plan for the development of Poland's power grids (i.e. for 2023–2032), the PSE indicates that the Polish system could be based on renewable energy sources for more than 50% within 10 years. The PSE plan shows not only the possibility to connect such capacities, but also to balance them and operate them efficiently. Such an approach is consistent with the EU strategy for integration of the energy system as currently implemented by the "Fit for 55" package. It indicates that already in 2030 the share of energy from renewable sources in the production of electricity in the Union will double, to 55–60%, and by 2050 even to about 84%.

Among the factors increasing the potential of energy from RES, which will be increasingly sold in the cPPA model, is the progressive electrification, which is firmly established in the EU legislation setting the model for energy transformation, including investment financing. Electrification is also noticed by the national operator PSE, which aptly points it out as the main trend in modernization of the power industry. It is electrification, which has been mentioned

kilku lat odnawiana jest przez przypadki w czasie wszystkich najważniejszych debat i dyskusji o tym, w jaką stronę zmierza przyszłość. Na elektryfikację wskazują wszystkie kluczowe prace analityczne i raporty, jak choćby niedawno opublikowana w języku polskim mapa drogowa „Net Zero do 2050” Międzynarodowej Agencji Energii. Rodzi to konkretne wyzwania – przejście dużej części transportu, ciepłownictwa i ogrzewnictwa oraz procesów przemysłowych na zasilanie energią elektryczną wymaga dużego zwiększenia dostępnych mocy w systemie oraz zwiększenia przepustowości i elastyczności sieci zarówno przesyłowych, jak i dystrybucyjnych. Sieci będą musiały obsłużyć rosnącą liczbę odbiorców energii elektrycznej. Taki scenariusz prawdopodobnie będzie oznaczał przekroczenie prognozy PSE zapotrzebowania na energię elektryczną na poziomie 200 TWh w 2030 r.

Konieczność przyspieszenia integracji coraz większej ilości odnawialnych źródeł PSE uzasadnia przyspieszającą dekarbonizacją, która ma zapewnić, by elektryfikacja była realizowana w oparciu o czystą energię – czyli wytwarzaną przede wszystkim zgodnie z OZE. PSE wskazują gotowość, by system był oparty przede wszystkim na odnawialnych źródłach w ciągu 10 lat. Operator założył, iż w systemie pojawią się wszystkie inwestycje w nowe moce OZE, które mają zawarte umowy o przyłączenia, wydane warunki przyłączenia lub są planowane do przyłączenia do sieci. Łącznie moc takich projektów OZE planowana przez PSE to ponad 30 GW. Z tego 14,3 GW, czyli prawie połowę, stanowi fotowoltaika, 8,4 GW energetyka wiatrowa na morzu i 7,6 GW na lądzie. Taka ilość, wraz z potencjałem istniejących mocy OZE, pozwoli osiągnąć produkcję ponad 100 TWh rocznie energii w perspektywie 2030 r. Przekroczy to o ponad 50% zapotrzebowanie na energię elektryczną netto w kraju. Plan operatora sieci jest spójny z deklaracjami minister ds. klimatu i środowiska wskazującymi możliwość osiągnięcia 50 GW odnawialnych źródeł do 2030 r. Czynnikiem zwiększenia ambicji jest rosyjska agresja na Ukrainę, która przyspieszyła zmianę podejścia do źródeł odnawialnych jako wzmacniających bezpieczeństwo energetyczne z uwagi na niepodleganie ewentualnym szantażom ze strony Rosji i innych państw trzecich.

Główne bariery

Biorąc pod uwagę aktualne regulacje krajowe, prognozy PSE oraz zapowiedzi rządu budzą wątpliwości dotyczące tempa wdrażania transformacji opartej na OZE. W pierwszej kolejności problem dotyczy energetyki wiatrowej na lądzie, którą od lat skutecznie blokuje zasada 10H. W rezultacie spora część projektów uznanych przez PSE za gotowe do przyłączenia pozostaje aktualna tylko na papierze. W wielu przypadkach w międzyczasie wygasły umowy dzierżawy terenów pod inwestycje, skończyły się umowy finansowania, zmieniły się warunki technologiczne czy wręcz inwestorzy przekierowali swoje zainteresowanie na inne projekty. Jest to efekt kilku lat obowiązywania zasady 10H. Odblokowanie potencjału lądowej energetyki wiatrowej zależy również od wprowadzenia tzw. linii bezpośredniej. Dzięki takiemu rozwiązaniu wytwórca może dostarczać energię do odbiorcy

in all the most important debates and discussions on the direction of the future for several years. All the key analytical papers and reports point to electrification, such as the International Energy Agency's recently published "Net Zero by 2050" roadmap in Polish. This raises specific challenges – the transition of much of the transportation, heating and cooling, and industrial processes to electricity requires a large increase in available system capacity, as well as an increase in the capacity and flexibility of both transmission and distribution networks. The networks will have to serve a growing number of electricity consumers. Such a scenario will likely mean exceeding the PSE's forecast for electricity demand of 200 TWh in 2030.

The need to accelerate the integration of more and more renewables is justified by the PSE's accelerating decarbonisation to ensure that electrification is based on clean energy – that is, generated primarily from RES. The PSE indicates a readiness to have the system primarily based on renewable sources within 10 years. The operator has assumed that all investments in new RES capacity that have concluded connection agreements, have been issued connection conditions or are planned to be connected to the grid will appear in the system. The total capacity of such RES projects planned by the PSE is over 30 GW. Of that, 14.3 GW, i.e. almost half, is PV, 8.4 GW offshore and 7.6 GW onshore. This amount, together with the potential of existing RES capacities, will make it possible to produce over 100 TWh per year in the 2030 perspective. This will exceed the country's net electricity demand by more than 50%. The grid operator's plan is consistent with declarations by the Minister for Climate and Environment indicating the possibility of reaching 50 GW of renewables by 2030. A factor to increase these ambitions has been the Russian aggression against Ukraine, which has accelerated the change in attitude towards renewables as a source to strengthen energy security on account of not being subject to possible blackmail from Russia and other third countries.

Major barriers

Given the current national regulations, the PSE's forecasts and the government's announcements raise doubts about the pace of implementation of the RES-based transformation. First of all, the problem concerns onshore wind energy, which has been effectively blocked for years by the so-called 10H rule. As a result, a large number of projects deemed ready for connection by PSE remain valid only on paper. In many cases, in the meantime, lease agreements for project sites have expired, financing agreements have run out, technological conditions have changed, or even investors have shifted their interests to other projects. This is the effect of several years of the 10H rule. Unlocking the potential of onshore wind energy also depends on the introduction of the so-called direct wire. Thanks to this solution, the producer can deliver energy to the consumer bypassing

EDPR działa i rozwija się w Polsce od 2008 r. Nasze portfolio w kraju obejmuje ponad 500 MW mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych. Dzięki tej mocy wytwórczej EDPR jest jednym z największych graczy w branży w Polsce, z ok. 7% udziałem w rynku.

Nasza długoterminowa wizja zakłada utrzymanie pozycji jednego z liderów rynku we wszystkich tych sektorach energii odnawialnej. W polskim sektorze morskiej energetyki wiatrowej EDPR rozwija się poprzez OW, spółkę joint venture z udziałami w stosunku 50/50 z ENGIE.

Nasza długoterminowa wizja zakłada, że staniemy się liderem we wszystkich tych sektorach energii odnawialnej. W tym celu utworzyliśmy na całym świecie oddziały zajmujące się rozwojem instalacji magazynujących i wodorowych, zarówno w formie samodzielnych projektów, jak i w połączeniu z instalacjami wiatrowymi i fotowoltaicznymi.

Sektor lądowej energetyki wiatrowej w Polsce stoi przed pewnymi wyzwaniami, które mogą mieć różny wpływ, w zależności od stanu realizacji projektów. Oddawanie do użytku projektów wiatrowych po wygraniu aukcji jest utrudnione przez liczne kwestie, takie jak drastyczny wzrost nakładów inwestycyjnych i znaczne ryzyko opóźnień wynikające z napiętych terminów aukcji. Nawet obecnie dostępne wydłużone terminy (ze względu na COVID-19) często są nadal bardzo napięte, biorąc pod uwagę nieprzewidywalne i czasochłonne procedury związane m.in. z wydawaniem ostatecznych pozwoleń na przyłączenie lub z uzyskiwaniem licencji.

W przyszłości można spodziewać się zmian w polityce dotyczącej tego sektora, które wyeliminują obecny dysonans między celami politycznymi a faktycznie podejmowanymi działaniami. Najważniejszym tematem jest kwestia przyłączy. Tylko w ostatnich latach zdarzało się, że odrzucano wnioski o przyłączenie kilku MW naszych instalacji fotowoltaicznych. Problem ten można rozwiązać np. za pomocą sprawdzonej koncepcji cable pooling, polegającej na współdzieleniu infrastruktury energetycznej pomiędzy farmy wiatrowe i słoneczne. W wielu krajach rozwiązanie to przyczyniło się do optymalizacji sieci, szybszej realizacji celów oraz zmniejszenia nakładów inwestycyjnych i operacyjnych.

Uważamy również, że należy zrezygnować z zasady 10H. W ciągu ostatnich dwóch lat obserwowaliśmy pozytywne zmiany w tym zakresie i mamy nadzieję, że tak będzie również w tym roku. Szybki rozwój jest niezbędny, aby osiągnąć ambitne cele związane z rozbudową OZE.



Joaquim Barbosa

Dyrektor Generalny EDPR Poland
General Director EDPR Poland

EDPR has been present and in expansion in Poland since 2008. Our portfolio in the country includes more than 500 MW of installed wind capacity. This capacity makes EDPR one of the largest industry players in Poland, with approximately 7% of the market share.

Our long-term vision is to continue to be one of the market leaders in all these renewable energy technologies. In this sense, we have created world-wide departments dedicated specifically to the development of storage and hydrogen facilities, both as standalone projects and in combination with wind and PV.

Our long-term vision is to become the leader in all these renewable energy technologies. In this sense, we have created world-wide departments dedicated specifically to the development of storage and hydrogen facilities, both as standalone projects and in combination with wind and PV.

The wind onshore in Poland presents some challenges that could have an impact depending on the status of the projects. The commissioning of wind projects after won auctions faces different troubles, such as dramatic increase of CAPEX and significant risks of delays resulting from tight auction deadlines. Even the extended deadlines now available (due to COVID-19) are still often very tight considering unpredictable and time-consuming procedures related, among others, to final connection permitting or licence generation.

The wind onshore in Poland presents some challenges that could have an impact depending on the status of the projects. The commissioning of wind projects after won auctions faces different troubles, such as dramatic increase of CAPEX and significant risks of delays resulting from tight auction deadlines. Even the extended deadlines now available (due to COVID-19) are still often very tight considering unpredictable and time-consuming procedures related, among others, to final connection permitting or licence generation.

In the future, it could be expected a swift in the policies of the sector to eliminate today's dissonance between the political targets and actual measures taken. The main topic is connections. Only in recent years, there have been some rejections for several MWs of our PV connection applications. This could be solved, for instance, with the well-proven concept of cable pooling. This solution has contributed in many countries to grid optimization, faster realisation of targets and reduction of CAPEX and OPEX.

Also, we consider that 10H rule should be abandoned. In the last 2 years we've been observing positive movements in this sense, and hopefully it will happen this year. A fast track development is necessary to meet ambitious goals regarding RES expansion.

z pominięciem publicznej sieci. Jest to szczególnie istotne ułatwienie, by odbiorca mógł kupować energię ze źródeł zlokalizowanych w pobliżu miejsca odbioru energii. Dzięki pominięciu krajowego systemu znacznie zmniejszone mogą być koszty funkcjonowania takiej instalacji. Dodatkowo odbiorca nie powinien być pozbawiony prawa odbioru energii z innych źródeł, dostarczanej przez krajowy system elektroenergetyczny. Kolejną oczekiwaną zmianą regulacyjną, by ułatwić rozwój i integrację OZE, jest tzw. cable pooling. Jest to rozwiązanie pozwalające wykorzystać zdolności przesyłu energii dla elektrowni wiatrowej i słonecznej uruchomionej w tej samej lokalizacji. Prowadzi do wspólnego, a dzięki temu zrównoważonego, wykorzystania sieci, co wynika z często uzupełniających się profili takich źródeł wytwarzania.

the public grid. This is a particularly important facilitation, so that the consumer can purchase energy from sources located near the place of energy consumption. Bypassing the national system can significantly reduce the operating costs of such an installation. Additionally, the consumer should not be deprived of the right to receive energy from other sources supplied by the national power grid. Another expected regulatory change to facilitate development and integration of RES is cable pooling. It is a solution that allows the use of energy transmission capacity for wind and solar power plants operating in the same location. It leads to a common, and thus sustainable, use of the grid, due to the often complementary profiles of such generation sources.

Wyżej wymienione bariery i ułatwienia regulacyjne są znane administracji państwowej. W ostatnich miesiącach pojawiło się wiele szeroko skonsultowanych z interesariuszami propozycji zmian prawnych, które wydają się mieć istotne poparcie, co pozwala sądzić, iż w niedalekiej przyszłości mają duże szanse na akceptację. Tym bardziej że wpisują się w kierunek zmian funkcjonowania rynku energii elektrycznej wynikający z konieczności wdrażania unijnych ram prawnych, m.in. rewidowanej właśnie dyrektywy OZE.

Upowszechnienie modelu cPPA w Polsce wymaga nie tylko zlikwidowania barier ograniczających budowę nowych mocy OZE. Konieczne jest także działanie wspierające zawieranie umów cPPA. Wśród najbardziej potrzebnych instrumentów są gwarancje dla takich umów. Chodzi o wprowadzenie standardu zabezpieczenia bankowości umów cPPA. To pozwoliłoby zmniejszyć ryzyko kredytowe odbiorcy energii. Kolejnym jest stworzenie indeksu giełdowego wyceniającego cPPA, który będzie szeroko wykorzystywany przez uczestników rynku.

Upowszechnienie modelu cPPA w Polsce będzie możliwe pod warunkiem uwolnienia potencjału nowych mocy OZE. Są one niezbędne, by zaspokoić rosnący popyt na zieloną energię ze strony przedsiębiorstw. Biorąc pod uwagę tempo i kierunek zmian regulacyjnych, można przypuszczać, że presja ze strony odbiorców energii może być jednym z najsilniejszych czynników przyspieszających rozwój OZE w Polsce. Zależać od tego będzie nie tylko konkurencyjność gospodarcza na poziomie państwa, ale także kondycja poszczególnych branż oraz indywidualnych przedsiębiorstw.

9 Rentowność projektów wiatrowych

9.1. Charakterystyka inwestycji w energetykę wiatrową – opis rynku

Do 2015 r. przyrost mocy w energetyce wiatrowej wynosił po kilkaset MW rocznie, zaś w 2016 r. oddano do użytku elektrownie wiatrowe o łącznej mocy ponad 1,2 GW. Z tej puli blisko 1,1 GW zrealizowano w pierwszej połowie 2016 r., natomiast pozostałe 147 MW zostały oddane w drugiej połowie roku i prawdopodobnie były to projekty, które nie zdążyły z oddaniem do użytkowania w pierwszej połowie 2016 r., przez co nie są uprawnione do otrzymania zielonych certyfikatów. Przyrost mocy w energetyce wiatrowej od 2017 r. wyraźnie spowolnił ze względu na rozpoczęcie prac nad wprowadzaniem nowego mechanizmu wsparcia aukcyjnego oraz związaną z tym niepewność regulacyjną. W ciągu 3 lat, od 2017 do 2019 r., przyrost mocy wyniósł zaledwie 110 MW. Od 2020 r. zwiększa się dynamika rozwoju energetyki wiatrowej. W całym 2020 r. oddano do użytku elektrownie o łącznej mocy 430 MW, z czego 307 MW w jego drugiej połowie. W 2021 r. do użytku oddano elektrownie o łącznej mocy 770 MW, co stanowi przyrost o 12% w ciągu 12 miesięcy. Zakończone oraz trwające jeszcze etapy budowy zwycięskich projektów biorących

The aforementioned regulatory barriers and facilitations are familiar to the state administration. In recent months, a number of proposals for legal changes, widely consulted with stakeholders, have emerged and seem to have significant support, which allows us to believe that they have a good chance for being accepted in the near future. This is all the more so as they are in line with the direction of changes in the electricity market resulting from the need to implement the EU legal framework, e.g. the RES Directive which is currently under revision.

The widespread adoption of the cPPA model in Poland requires not only the elimination of barriers to the construction of new RES capacities. It is also necessary to support the conclusion of cPPAs. Among the most necessary instruments are guarantees for such agreements. The idea is to introduce a standard for securing the bankability of cPPAs. This would help reduce the credit risk of energy recipients. Another is to create a stock exchange index valuing cPPAs, which will be widely used by market participants.

Popularization of the cPPA model in Poland will be possible provided that the potential of new RES capacities is released. These are necessary to meet the growing demand for green energy from businesses. Given the pace and direction of regulatory changes, it can be assumed that pressure from energy consumers may be one of the strongest factors accelerating the development of RES in Poland. It will depend not only on economic competitiveness at the national level, but also on the condition of individual industries and individual companies.

Profitability of wind projects

9.1. Characteristics of investments in wind energy – about the market

By 2015, the increase in wind power capacity amounted to several hundred MW per year, and in 2016, wind farms with a capacity of over 1.2 GW were commissioned. Out of this pool, nearly 1.1 GW were commissioned in the first half of 2016, while the remaining 147 MW were commissioned in the second half of the year and those were probably projects that were not put into operation on time in the first half of 2016 and therefore are not entitled to receive green certificates. The increase in wind energy capacity since 2017 has slowed down markedly due to the commencement of works on a new auction support mechanism and the related regulatory uncertainty. In 3 years-period from 2017 to 2019, the capacity increase was only 110 MW. Since 2020, the dynamics of wind energy development has been increasing. In the full year were completed power plants with a total capacity of 430 MW, of which 307 MW in the second half. In 2021, power plants with a total capacity of 770 MW were commissioned, which is an increase of 12% in 12 months. The completed and ongoing construction phases of the winning projects participating in the auctions held in recent

udział w aukcjach przeprowadzonych w ostatnich latach (2018–2021) znacznie przyspieszy przyrost mocy w najbliższych kwartałach. Projekty z aukcji AZ/6/2018 są już zrealizowane, o czym świadczą m.in. zauważalne przyrosty mocy w 2020 oraz 2021 r. Należy pamiętać, że przyrosty te zawierają w sobie również projekty, które zostały zrealizowane poza systemem aukcyjnym – np. w ramach umów o sprzedaży energii w formule cPPA (corporate PPA).

years (2018–2021) will significantly accelerate capacity build-up in the coming quarters. The projects from the AZ/6/2018 auction are already completed, as evidenced by, among other things, noticeable capacity increments in 2020 and 2021. Please note that these increments also include projects that have been implemented outside the auction system – e.g. under corporate PPAs.

Tabela 5. Moc zainstalowana w elektrowniach wiatrowych w Polsce

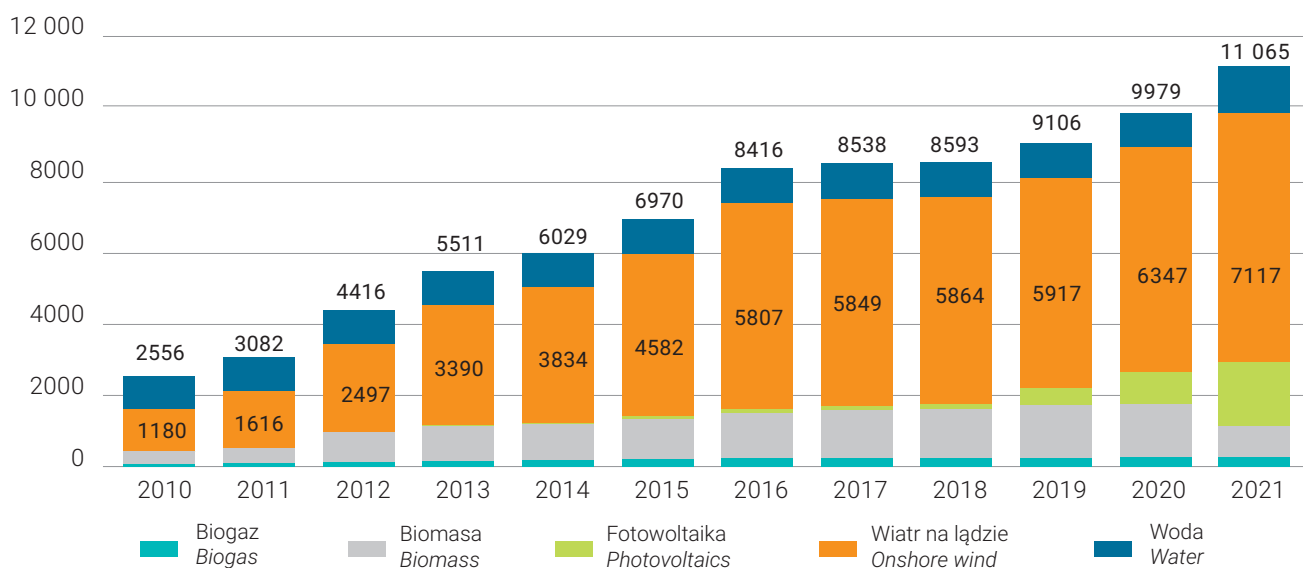
Dane w MW Data in MW	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Zainstalowana moc Installed capacity	1180	1616	2497	3390	3834	4582	5807	5849	5864	5917	6347	7117
Przyrost w okresie Growth over the period	456	436	880	893	444	748	1225	41	16	53	430	770
zmiana r./r. yoy change	63%	37%	54%	36%	13%	20%	27%	1%	0%	1%	7%	12%

Źródło: URE i ARE

Table 5. Capacity installed in wind farms in Poland

Source: URE i ARE

Wykres 17. Moc zainstalowana OZE w podziale na poszczególne technologie



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych URE oraz ARE

Chart 17. Installed RES capacity broken down by individual technologies

Source: Baker Tilly TPA analysis based on data from the Energy Regulatory Office and Energy Market Agency

Rozwój pozostałych projektów w OZE również wyraźnie spowolnił w okresie 2017–2019. Wyjątkiem były elektrownie słoneczne. Zgodnie z danymi Agencji Rynku Energii, na koniec grudnia 2021 r. zainstalowana moc w elektrowniach na biogaz wyniosła 259 MW, w elektrowniach na biomasę 912 MW, w elektrowniach fotowoltaicznych 1800 MW (z wyłączeniem mikroinstalacji), zaś w elektrowniach wodnych 977 MW. Całkowita zainstalowana moc w odnawialnych źródłach energii na koniec 2021 r. wyniosła 11065 MW w porównaniu

R The development of other RES projects also clearly slowed down in the 2017–2019 period. Solar power plants were the exception. According to the Energy Market Agency, by the end of December 2021, the installed capacity of biogas power plants was 259 MW, of biomass power plants – 912 MW, of photovoltaic power plants – 1800 MW (excluding micro-installations), and of hydropower plants – 977 MW. Total installed renewable capacity by the end of 2021 was 11,065 MW compared to 9,979 MW at the end of 2020 and

z 9979 MW na koniec 2020 r. oraz z 8241 MW z 30 kwietnia 2016 r. (ostatni dzień uprawniający do uczestnictwa w systemie zielonych certyfikatów). Przez ostatnie 4,5 roku przyrost mocy w OZE wyniósł 2824 MW, czyli nieco więcej niż w latach 2014–2016, kiedy zanotowano wzrost na poziomie 2387 MW. Co więcej, za blisko połowę przyrostu w analizowanym okresie odpowiadają elektrownie fotowoltaiczne – ich moc zainstalowana wzrosła o 1708 MW, z czego prawie 1 GW tylko w 2021 r.

Wyżej wymienione wartości mocy zainstalowanych dotyczą elektrowni, które posiadają koncesję URE na wytwarzanie energii elektrycznej oraz instalacji wytwarzających energię elektryczną objętą systemem świadectw pochodzenia, systemem taryf gwarantowanych lub aukcyjnym systemem wsparcia. Oznacza to, że nie zawierają one danych na temat mikroinstalacji fotowoltaicznych, których wielkość na koniec 2021 r. szacowana jest na podstawie danych Agencji Rynku Energii na 5,9 GW.

W zakresie perspektyw rozwoju polskiego rynku oraz najważniejszych barier do usunięcia w sektorze energetyki wiatrowej za największą przeszkodę rozwojową postrzega się obowiązującą regulę 10H. Dodatkowo istotne są m.in. niski potencjał przyłączeniowy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, niska stabilność prawa regulującego OZE oraz trudności związane z zabezpieczaniem źródeł przychodów (rozwój cPPA, wydłużenie okresu wsparcia w aukcji).

9.2. Nakłady inwestycyjne

Koszt wybudowania 1 MW mocy spadał od początku rozwoju energetyki wiatrowej z uwagi na postęp technologiczny oraz rosnącą konkurencję wśród dostawców turbin. W obecnie realizowanych projektach w Polsce tendencję tę wspiera przejściowo także wykorzystywanie starszych typów turbin, które z biegiem czasu stają się coraz tańsze. W Polsce najczęściej instaluje się turbiny o mocy 2–3 MW, a rzadko stosuje się bardziej efektywne turbiny o jednostkowej mocy przekraczającej 5 MW. Produktivność większych turbin jest wyższa nawet o kilkanaście punktów procentowych w podobnych warunkach środowiskowych, lecz te wymagają wyższych wież, mają większą średnicę rotora i w związku z tym, przy obecnych uwarunkowaniach prawnych i limicie odległości 10H, praktycznie nie ma możliwości ich instalowania. Wprawdzie średnia produktivność starszych modeli turbin na przestrzeni ostatnich lat nieznacznie wzrosła (do ok. 3,0–3,3 GWh z 1 MW rocznie), jednak turbiny te nie są w stanie zbliżyć się do produktivności oferowanych przez nowsze, większe jednostki.

Ceny turbin niższej mocy spadły poniżej 1 mln EUR na 1 MW. Pozwolenia na budowę obecnie realizowanych farm wiatrowych zostały wydane jeszcze przed wejściem w życie przepisów o limicie 10H, które omówiono w podrozdziale „Uwarunkowania i perspektywy biznesowe”. Opierają się zatem na ówczesnie dostępnych technologiach, w przypadku których moc jednej turbiny zazwyczaj nie przekracza 3 MW. Obecnie na rynku oferowane są turbiny o mocy przekraczającej 5 MW i średnicy rotora sięgającej 170 metrów. Charak-

8,241 MW as of April 30, 2016 (the last day of eligibility to participate in the green certificate system). Over the last 4.5 years, RES capacity additions totaled 2,824 MW, slightly higher than the 2014–2016 growth of 2387 MW. Moreover, photovoltaic power plants are responsible for almost half of the growth in the analyzed period – their installed capacity increased by 1708 MW, of which almost 1 GW in 2021 alone.

The aforementioned values of installed capacity refer to power plants that hold a license from the Energy Regulatory Office (URE) to generate electricity and to installations that generate electricity covered by the certificates of origin system, the feed-in tariff system or the auction support system. This means that they do not include data on micro photovoltaic installations, whose size is estimated at 5.9 GW by the end of 2021, based on data from the Energy Market Agency.

In terms of the development prospects of the Polish market and the most important barriers to be removed in the wind energy sector, the current 10H rule is seen as the biggest development barrier. Additionally, low connection potential of the National Power Grid, low stability of the RES law and difficulties in securing sources of revenues (development of the cPPA, extension of the auction support period) are also important.

9.2. Investment outlays

The cost of building 1 MW of capacity has been falling since the beginning of wind energy development due to technological progress and increasing competition among turbine suppliers. In currently implemented projects in Poland, this tendency is also temporarily supported by the use of older types of turbines, which are becoming cheaper over time. In Poland, turbines with a capacity of 2–3 MW are most often installed, and more efficient turbines with a unit capacity exceeding 5 MW are rarely used. The productivity of larger turbines is even a dozen or so percentage points higher under similar environmental conditions, but these require taller towers, have a larger rotor diameter, and therefore, under the current legal conditions and the 10H distance limit, it is practically impossible to install them. Although the average productivity of older turbine models has increased slightly over the last few years (to about 3.0–3.3 GWh from 1 MW per year), these turbines are not able to come close to the productivity offered by newer, larger units.

The prices of lower capacity turbines dropped below EUR 1 million per MW. Permits for the construction of currently implemented wind farms were issued before the entry into force of the 10H distance limit regulations. Therefore, they are based on technologies available at that time, where the power of one turbine usually does not exceed 3 MW. Currently, the market offers turbines with a capacity exceeding 5 MW and a rotor diameter of up to 170 meters, which are characterized by higher efficiency, but also a higher

teryzują się one większą wydajnością i mimo wyższych kosztów inwestycji w przeliczeniu na 1 MW mocy pozwalają osiągnąć niższy wyrównany koszt energii (LCOE). Złagodzenie zasady tzw. 10H umożliwiłoby powstanie nowych projektów w oparciu o aktualne uwarunkowania technologiczno-ekonomiczne. Wiązałoby się to ze wzrostem nakładów w przeliczeniu na 1 MW mocy ze względu na możliwość zastosowania droższych turbin, ale z zainstalowanej mocy możliwe byłoby wyprodukowanie większej ilości tańszej energii elektrycznej.

Wyniki ankiety przeprowadzonej w zeszłym roku wśród członków PSEW wskazują, że średnia wysokość całkowitych nakładów inwestycyjnych w przeliczeniu na 1 MW wynosi ok. 1,3–1,4 mln EUR. Przeanalizowaliśmy nakłady inwestycyjne projektów wiatrowych o planowanej mocy od kilkunastu do kilkudziesięciu MW na projekt, będących obecnie w fazie rozwoju lub budowy. Według naszych szacunków oczekiwane łączne nakłady inwestycyjne na 1 MW mocy zainstalowanej wynoszą ok. 7,1 mln PLN⁶⁸. Największy składnik tej kwoty stanowią turbiny wiatrowe. Istotną pozycją jest także zakup praw do projektu (projektowanie) oraz nakłady związane z okablowaniem i przyłączeniem do sieci. Sama wartość opłaty przyłączeniowej na rzecz operatora systemu dystrybucyjnego stanowi ok. 3% wartości danego projektu. Przeciętna struktura wydatków została przedstawiona w tabeli.

Tabela 6. Szacowane nakłady inwestycyjne na 1 MW moc zainstalowanej

Średnie nakłady inwestycyjne na 1 MW mocy zainstalowanej <i>Average investment outlays per 1 MW of installed capacity</i>	mln PLN <i>PLN million</i>	udział % <i>share %</i>
Turbiny / <i>Turbines</i>	4,2	60
Przygotowanie/zakup praw do projektu / <i>Preparation/purchase of project rights</i>	1,0	14
GPZ i okablowanie / <i>Transformer station and cabling</i>	0,9	13
Prace budowlane / <i>Construction works</i>	0,5	7
Opłata przyłączeniowa / <i>Connection fee</i>	0,2	3
Pozostałe / <i>Others</i>	0,2	3
Suma / <i>Sum</i>	7,1⁶⁹	100

Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

Koszt turbin zwykle denominowany jest w EUR, ponieważ największymi ich dostawcami są producenci z krajów Europy Zachodniej (głównie Dania – Vestas, Niemcy – Siemens Gamesa). Dlatego w przypadku budowy elektrowni wiatrowej z punktu widzenia polskiego inwestora powstaje ryzyko kursowe. Warto jednak dodać, że coraz więcej ofert na dostawę turbin oferuje możliwość zabezpieczenia kursu waluty obcej, tj. zapewnienia stałej ceny wyrażonej w PLN.

⁶⁸ Szacowany koszt 1 MW mocy zainstalowanej wynosi obecnie ok. 1,5 mln EUR. Na potrzeby analizy przyjęliśmy kurs EUR/PLN na poziomie 4,70.

⁶⁹ Koszt na 1 MW mocy to 7,1 mln PLN, suma poszczególnych pozycji różni się w wyniku zaokrągleń.

investment cost per 1 MW and, as a result, a lower levelized cost of energy (LCOE). Easing of the 10H rule would enable the creation of new projects based on the current technological and economic conditions. This would entail an increase in expenditure per 1 MW of power due to the possibility of using more expensive turbines, but it would be possible to produce more and cheaper energy from the installed power.

The results of the survey conducted last year among the PSEW members indicate that the average amount of total investment expenditure per 1 MW is approximately EUR 1.3–1.4 million. We have analyzed the capital expenditure of wind farm projects that are currently under development or construction, with a planned capacity of several to several dozen MW per project. According to our estimates, the expected total investment expenditures per 1 MW of installed capacity amount to approx. PLN 7.1 million.⁶⁸ Wind turbines constitute the largest component of this amount. An important item is also the purchase of project rights (preparation) and expenditure related to cabling and connection to the grid. The value of the connection fee for the distribution system operator alone amounts to approximately 3% of the project value. The average structure of expenses is presented in the table below.

Table 6. Estimated investment outlays per 1 MW of installed capacity⁶⁹

Średnie nakłady inwestycyjne na 1 MW mocy zainstalowanej <i>Average investment outlays per 1 MW of installed capacity</i>	mln PLN <i>PLN million</i>	udział % <i>share %</i>
Turbiny / <i>Turbines</i>	4,2	60
Przygotowanie/zakup praw do projektu / <i>Preparation/purchase of project rights</i>	1,0	14
GPZ i okablowanie / <i>Transformer station and cabling</i>	0,9	13
Prace budowlane / <i>Construction works</i>	0,5	7
Opłata przyłączeniowa / <i>Connection fee</i>	0,2	3
Pozostałe / <i>Others</i>	0,2	3
Suma / <i>Sum</i>	7,1⁶⁹	100

Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

The cost of turbines is usually denominated in EUR due to the fact that their largest suppliers are producers from Western Europe (mainly Denmark – Vestas, Germany – Siemens Gamesa). Therefore, in the case of building a wind farm, from the point of view of the Polish investor, there is an exchange rate risk. However, it is worth adding that more and more offers for the supply of turbines offer the possibility of hedging the foreign currency exchange rate, i.e., securing a fixed price expressed in PLN.

⁶⁸ The estimated cost of 1 MW of installed capacity is currently around EUR 1.5 million. For the purposes of the analysis, we assumed the EUR/PLN exchange rate at 4.70.

⁶⁹ Cost per 1 MW of power is PLN 7.1 million, the sum of individual items differs due to rounding.

Prawidłowe oszacowanie wysokości nakładów inwestycyjnych ma kluczowy wpływ na późniejszą rentowność projektu, zwłaszcza w kontekście aukcji. To przede wszystkim wysokość nakładów inwestycyjnych (w mniejszej części koszt późniejszej eksploatacji) wpływa na oferowaną przez inwestorów cenę sprzedaży energii w systemie aukcyjnym przy uwzględnieniu zakładanego poziomu rentowności. Optymalnym rozwiązaniem jest oferowanie na aukcji ceny pokrywającej całkowitą wysokość wydatków – tych poniesionych i przewidywanych do poniesienia w związku z realizacją projektu. Zasadne w przypadku niektórych inwestorów będzie także złożenie oferty z ceną pokrywającą jedynie przyszłe nakłady i koszty eksploatacji wraz z odpowiednią stopą zwrotu (zignorowanie kosztów utopionych – nakładów poniesionych do momentu uzyskania prawomocnego pozwolenia na budowę).

9.3. Struktura finansowania

Na potrzeby raportu zbadaliśmy dane finansowe grupy spółek prowadzących działalność w zakresie wytwarzania energii z wiatru. Wszystkie uwzględnione przez nas spółki były już w fazie operacyjnej w 2019 r., tj. osiągały już przychody ze sprzedaży energii. Wzięliśmy pod uwagę te podmioty, których moc zainstalowana wyniosła co najmniej 1,5 MW. Oczyściliśmy księgowo wyniki EBITDA czy EBIT ze zdarzeń jednorazowych i niegotówkowych występujących w pozostałych przychodach i kosztach operacyjnych, takich jak m.in. rozliczenia otrzymanych dotacji, zyski i straty na zbyciu aktywów, przeszacowania wartości aktywów, zawiązania i rozwiązania rezerw, odszkodowania. Poniższa tabela przedstawia charakterystykę analizowanej grupy.

Tabela 7. Charakterystyka grupy wybranych spółek prowadzących działalność w zakresie wytwarzania energii z wiatru będących przedmiotem analizy

Charakterystyka grupy (n=41) – dane za 2020 r. <i>Sample characteristics (n=41) – data for 2020</i>	Mediana <i>Median</i>	Średnia <i>Average</i>	Minimum <i>Minimum</i>	Maksimum <i>Maximum</i>
Moc zainstalowana w MW / <i>Installed capacity in MW</i>	22,5	29,2	1,6	120,0
Przychody ze sprzedaży (mln PLN) / <i>Sales revenues (PLN million)</i>	21,6	27,2	0,8	98,5
Koszty gotówkowe (mln PLN) / <i>Cash costs (PLN million)</i>	5,3	6,3	0,2	24,9
Skorygowana EBITDA (mln PLN) / <i>Adjusted EBITDA (PLN million)</i>	14,9	21,0	0,5	75,8
Przychody ze sprzedaży (tys. PLN/MW) <i>Sales revenues (PLN thousand/MW)</i>	929	930	438	1509
Koszty gotówkowe (tys. PLN/MW) <i>Cash costs (PLN thousand/MW)</i>	228	242	136	595
Skorygowana EBITDA (tys. PLN/MW) <i>Adjusted EBITDA (PLN thousand/MW)</i>	717	704	305	1304

Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

Analizie poddana została również struktura finansowania wybranej grupy farm na koniec 2020 r. Przeprowadzona analiza oparta jest na informacjach prezentowanych w bilansie, który przedstawia wartość aktywów po częściowym umorzeniu rzeczowych aktywów trwałych, a także z uwzględnieniem wygenerowanych już przepływów pieniężnych z tytułu

Correct estimation of the amount of investment expenditure has a key impact on the subsequent profitability of the project, especially in the context of an auction. It is primarily the amount of investment outlays (to a lesser extent, the cost of subsequent operation) that affects the energy selling price offered by investors in the auction system, considering the assumed profitability level. The optimal solution is to offer an auction price covering the total amount of expenses – those incurred and expected to be incurred in connection with the implementation of the project. It is reasonable for some investors to submit an offer with a price covering only future expenditures and operating costs with an appropriate rate of return (ignoring sunk costs – expenditures incurred until obtaining a valid building permit).

9.3. Financing structure

For the purposes of the report, we examined the financial data of a group of companies with wind power generation operations. All the companies we considered were already in the operational phase in 2019, i.e. they had already generated revenues from energy sales. We took into account those entities whose installed capacity was at least 1.5 MW. We cleared the accounting EBITDA or EBIT results of non-recurring and non-cash events occurring in other operating income and expenses, such as settlements of subsidies received, gains and losses on disposal of assets, revaluation of assets, establishment and release of provisions, compensation. The table below presents the characteristics of the analyzed group.

Table 7. Characteristics of the group of selected companies operating in the field of wind energy generation subject to the analysis

Charakterystyka grupy (n=41) – dane za 2020 r. <i>Sample characteristics (n=41) – data for 2020</i>	Mediana <i>Median</i>	Średnia <i>Average</i>	Minimum <i>Minimum</i>	Maksimum <i>Maximum</i>
Moc zainstalowana w MW / <i>Installed capacity in MW</i>	22,5	29,2	1,6	120,0
Przychody ze sprzedaży (mln PLN) / <i>Sales revenues (PLN million)</i>	21,6	27,2	0,8	98,5
Koszty gotówkowe (mln PLN) / <i>Cash costs (PLN million)</i>	5,3	6,3	0,2	24,9
Skorygowana EBITDA (mln PLN) / <i>Adjusted EBITDA (PLN million)</i>	14,9	21,0	0,5	75,8
Przychody ze sprzedaży (tys. PLN/MW) <i>Sales revenues (PLN thousand/MW)</i>	929	930	438	1509
Koszty gotówkowe (tys. PLN/MW) <i>Cash costs (PLN thousand/MW)</i>	228	242	136	595
Skorygowana EBITDA (tys. PLN/MW) <i>Adjusted EBITDA (PLN thousand/MW)</i>	717	704	305	1304

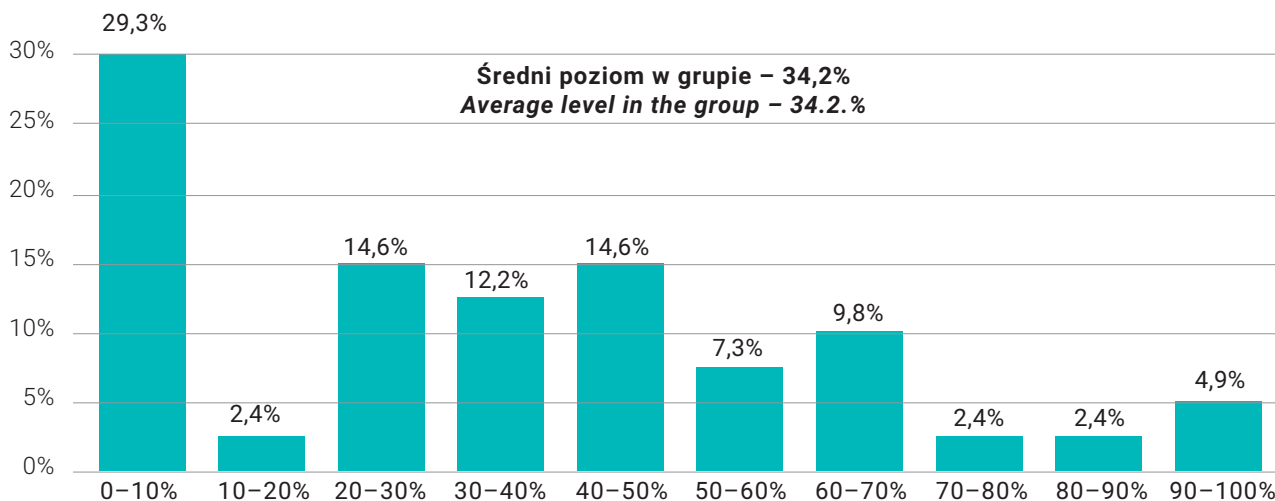
Source: Baker Tilly TPA own study

The financing structure of a selected group of farms at the end of 2019 was also analyzed. The analysis performed is based on the information presented in the balance sheets, that presents the value of assets after partial depreciation of property, plant and equipment, as well as taking into account the already generated cash flows from, among

m.in. wyników działalności, wypłaconych dywidend, zaciągnięcia i spłaty zadłużenia finansowego oraz innych zdarzeń mających wpływ na poziom zadłużenia finansowego i środków pieniężnych. Należy podkreślić, że zaprezentowane poniżej wyniki nie dotyczą sytuacji spółek w momencie rozpoczynania fazy operacyjnej, tj. produkcji energii elektrycznej, lecz odzwierciedlają stan na koniec 2020 r. spółek wytwarzających energię od co najmniej kilku lat.

Zbadaliśmy relację zadłużenia finansowego do sumy aktywów, zgodnie z danymi na 31 grudnia 2020 r., przy czym uwzględniliśmy jedynie zadłużenie finansowe wobec podmiotów zewnętrznych (spoza grupy kapitałowej danego podmiotu). Największa liczba projektów finansowała swoje aktywa wyłącznie kapitałem własnym, co nie jest optymalne z punktu widzenia zwrotu z kapitału własnego. Średni poziom finansowania aktywów długiem na koniec 2020 r. wyniósł 34,2%. Jest wysoce prawdopodobne, że kapitał dłużny pozyskiwany jest na poziomie grupy lub spółki holdingowej, przez co nie da się go wyodrębnić na poziomie spółki celowej prowadzącej farmę wiatrową. Z tego powodu wydaje się, że dane historyczne na temat poziomu zadłużenia są niedoszacowane. Na wykresie przedstawiono relację zadłużenia finansowego do aktywów na koniec 2020 r. w grupie analizowanych farm.

Wykres 18. Rozkład analizowanej grupy farm wiatrowych pod względem udziału zadłużenia w finansowaniu aktywów na koniec 2022 r. (oś pionowa – udział w grupie, oś pozioma – stosunek zadłużenia do aktywów)



Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

9.4. Przychody

W poprzednim rozdziale przedstawione zostały źródła przychodów elektrowni wiatrowych. Wśród farm wiatrowych możemy wyodrębnić następujące modele przychodowe: (1) projekty uczestniczące w systemie zielonych certyfikatów, (2) projekty działające w czystym modelu rynkowym,

others, operating results, dividends paid, incurring and repayment of financial debt and other events affecting the level of financial debt and cash. It should be emphasized that the results presented below do not apply to the situation of the companies at the beginning of the operating phase, i.e. electricity generation, but reflect the state of companies that have been producing energy for at least several years by the end of 2020.

We examined the ratio of financial debt to total assets, reported as of December 31, 2020, and included only financial debt to external parties (outside the entity's group). The largest number of projects financed their assets exclusively with equity, which is not optimal from the perspective of return on equity. The average level of debt financing of assets at the end of 2020 was 34.2%. It is highly likely that debt capital is raised at the group or holding company level, which makes it impossible to separate it at the level of the SPV operating the wind farm. For this reason, it appears that historical data on debt levels are underestimated. The graph shows the ratio of financial debt to assets at the end of 2020 in the group of analyzed wind farm.

Chart 18. Distribution of the analyzed group of wind farms in terms of the structure of balance sheet financing with debt at the end of 2022 (vertical axis – share in the group, horizontal axis – debt to assets ratio)

Source: Baker Tilly TPA own study

9.4. Revenue

The previous chapter presents the sources of revenues for wind farms. Among wind farms, we can distinguish the following revenue models: (1) projects participating in the green certificate system, (2) projects operating in a pure market model, i.e., commissioned after July 1, 2016, not

Najczęściej wybieranym dostawcą finansowania dla branży odnawialnych źródeł energii jest sektor bankowy, w którym swój udział ma również Bank Gospodarstwa Krajowego. BGK finansuje projekty odnawialne w ramach działalności własnej banku oraz na zasadach działalności zleconej, tj. w oparciu o środki powierzone bankowi m.in. dzięki programom rządowym. W dalszej części będę się już odnosić wyłącznie do projektów finansowanych na ryzyko własnym banku. W tym zakresie BGK stosuje w pełni rynkowe struktury finansowania projektów OZE, aczkolwiek jesteśmy otwarci na rozmowy o specyficznych potrzebach branży. Jesteśmy bankiem, który merytorycznie ocenia potrzeby rynku, bazując na bardzo dużej wiedzy branżowej naszych ekspertów i proponuje rozwiązania finansowe w zidentyfikowanych lukach rynkowych.

W kręgu zainteresowań banku leżą projekty wymagające finansowania na poziomie minimum kilkunastu milionów PLN, przy czym najczęściej są to kredyty obejmujące kilkadziesiąt, a nawet kilkaset milionów PLN. Preferowane są projekty o zabezpieczonym profilu przychodowym w ramach aukcji lub PPA, choć częściowa ekspozycja na ryzyko cenowe jest dopuszczalna.

Z perspektywy finansowej istotnym czynnikiem ryzyka dla projektów OZE są obserwowane wzrosty stóp procentowych. Mogą prowadzić one do pogorszenia się przepływów pieniężnych projektu i w konsekwencji pogorszenia poziomu wskaźnika obsługi zadłużenia oraz rentowności projektu, a z punktu widzenia rynkowego mogą mieć negatywny wpływ na LCOE. Standardowo przy finansowaniu inwestycji OZE wymagany jest odpowiedni poziom zabezpieczenia ryzyka stopy procentowej. Beneficjentem tego elementu struktury są wszystkie projekty, które dokonały takiego zabezpieczenia w okresie niskich stóp procentowych, kiedy na rynku nie występowała jeszcze tak wysoka presja inflacyjna. Aktualnie realizowane projekty będą niestety zmagać się z wyższym kosztem finansowania, ale również wyższymi kosztami inwestycyjnymi. Rosnące koszty budowy i zakupu turbin wynikające z cen surowców, zrywanych łańcuchów dostaw i problemów z dostępnością komponentów mogą w dużym stopniu pogarszać warunki finansowe realizacji projektów. Należy też oczekiwać wzrostu kosztów O&M ze względu na rosnący popyt i braki siły roboczej. Innymi istotnymi zagrożeniami w długim terminie mogą być rosnące koszty profilu oraz koszty bilansowania w systemie elektroenergetycznym, a także zdolność do przyłączania kolejnych instalacji do systemu.

Pomimo tych zagrożeń, branża OZE jest niezwykle ważna dla krajowej gospodarki oraz przyszłego miks energetycznego. Sektor bankowy będzie z pewnością istotnym partnerem w jej rozwoju.



Joanna Smolik

**Dyrektor Departamentu Relacji Strategicznych,
Bank Gospodarstwa Krajowego
Head of Strategic Client Department, Bank
Gospodarstwa Krajowego**

The most common supplier of financing for the renewable energy industry is the banking sector, in which Bank Gospodarstwa Krajowego also has its share. BGK finances renewable projects as part of the bank's own activities and on the basis of commissioned activities, i.e. based on funds entrusted to the bank, i.a. through governmental programs. Hereinafter, I will only refer to projects financed at the bank's own risk. In this regard, BGK uses fully market-based financing structures for RES projects, although we are open to discuss specific needs of the industry. We are a bank that uses the very extensive know-how of our industry experts to assess market needs and propose financial solutions in identified market gaps.

The bank is interested in projects requiring financing at the level of at least a dozen or so million PLN, and most often these are loans amounting to several dozen or even several hundred million PLN. Preference is given to projects with a secured revenue profile through auction or PPA system, although partial exposure to price risk is acceptable.

From the financial perspective, the observed increases in interest rates are a significant risk factor for RES projects. They may lead to deteriorated cash flows of the project and consequently deterioration of the debt service coverage ratio and profitability of the project and, from the market perspective, may have a negative impact on the LCOE. Normally, an appropriate level of hedging against interest rate risk is required when financing RES investments. All projects that made such hedge when interest rates were low and when the market was not yet experiencing such high inflationary pressures, are the beneficiaries of this element of the structure. Current projects will unfortunately struggle with a higher cost of financing, but also higher capital costs. The rising turbine construction and purchase costs resulting from raw material prices, broken supply chains, and component availability issues, can greatly impair the financial conditions for project implementation. O&M costs should also be expected to rise due to increasing demand and labor shortages. Other significant long-term risks could be rising profile costs and balancing costs in the power system, as well as the ability to connect more installations to the system.

Despite these risks, the RES industry is extremely important to the national economy and the future energy mix. The banking sector will certainly be an important partner in its development.

tj. oddane do użytkowania po 1 lipca 2016 r., nieuczestniczące w aukcji oraz (3) projekty, które zaczęły lub zaczną działać w modelu aukcyjnym. Projekty uprawnione do otrzymywania zielonych certyfikatów to elektrownie oddane do użytkowania przed 1 lipca 2016 r. Podmiot działający w każdym z wymienionych modeli może dodatkowo zabezpieczyć część wolumenu poprzez zawarcie umowy cPPA.

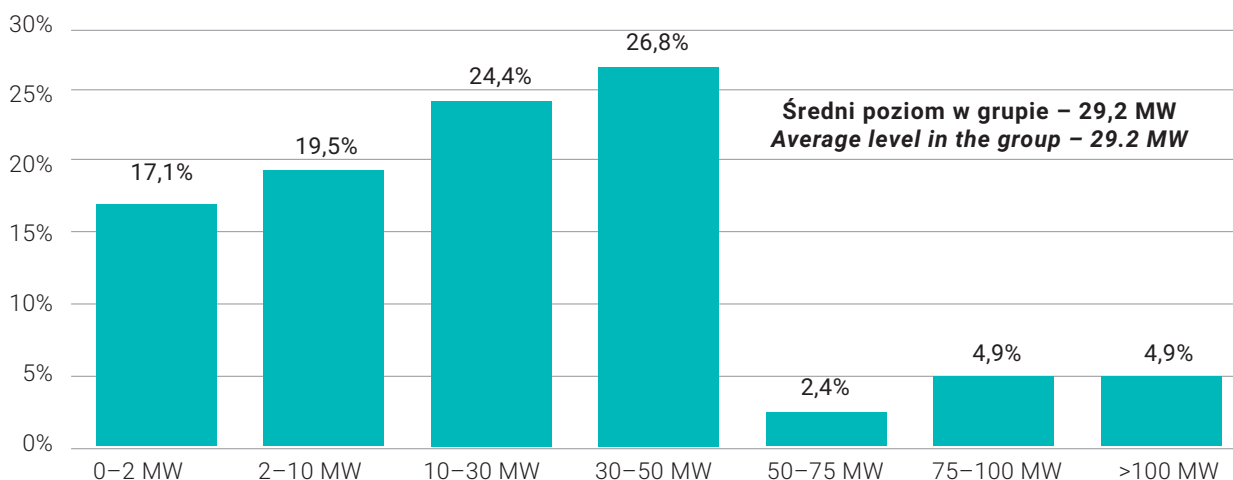
participating in the auction model, and (3) projects, which have started or will start operating in the auction model. Projects eligible for green certificates are power plants that were put into operation before July 1, 2016. An entity operating in each of the abovementioned models may additionally hedge a part of the volume by concluding a cPPA agreement.

W 2021 r. projekty działające w systemie zielonych certyfikatów mogły liczyć średnio na ok. 590 PLN przychodu za każdą MWh przy założeniu sprzedaży energii elektrycznej i świadectw pochodzenia po cenach rynkowych, choć większość wytwórców ma zabezpieczone ceny na niższym poziomie. Z uwagi na ograniczenie okresu wsparcia do 15 lat, ostatnie projekty funkcjonujące w oparciu o zielone certyfikaty będą uprawnione do otrzymywania tego wsparcia do 2031 r., a w ciągu pozostałych lat funkcjonowania będą osiągać przychody jedynie ze sprzedaży energii. Natomiast projekty, które wygrały aukcje, zagwarantowały sobie przewidywalność cen (pomijając ryzyko dotyczące wysokości indeksacji) na 15-letni okres w odniesieniu do zadeklarowanego wolumenu. W ostatniej aukcji średnia implikowana cena sprzedaży energii wyniosła ok. 228 PLN/MWh, a więc była niższa niż średnia cena rynkowa w 2021 r. o ok. 173 PLN/MWh.

Energetyka wiatrowa jest beneficjentem drożących obecnie uprawnień do emisji CO₂, które wpływają na rynkową cenę energii w kraju. W lutym 2022 r. ceny uprawnień emisyjnych przekroczyły poziom 90 EUR/t, ceny energii BASE zaś przekraczały poziom 525 PLN/MWh. Gdyby dynamika wzrostu cen energii utrzymała się na wyższym poziomie przez dłuższy okres niż dynamika wzrostu cen uprawnień do emisji, to dzięki względnie stałym kosztom i wyższym przychodom spółki prowadzące farmy wiatrowe w ramach systemu zielonych certyfikatów byłyby w stanie znacznie poprawić swoje wyniki finansowe (przy braku dużych fluktuacji na rynku świadectw pochodzenia). Jednak wraz z coraz większym nasyceniem energii z OZE w sieci ceny prawdopodobnie będą spadać, a nadmiar generacji może powodować pojawianie się ujemnych cen energii.

Przeanalizowaliśmy wysokość przychodów na 1 MW mocy zainstalowanej w grupie 41 podmiotów. Rozkład wielkości farm wiatrowych przedstawia wykres poniżej.

Wykres 19. Rozkład analizowanej grupy farm wiatrowych pod względem mocy poszczególnych farm wiatrowych



Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

In 2021, projects operating under the green certificate system could expect an average revenue of approximately. Due to the limitation of the support period to 15 years, the last projects operating on the basis of green certificates will be entitled to receive this support until 2031, and during the remaining years of their operation they will generate revenues only from the sale of energy. On the other hand, the projects that won the auctions secured price predictability (ignoring the indexation risk) for a 15-year period in relation to the declared volume. In the last auction the average implied energy sale price amounted to ca. 228 PLN/MWh, i.e. it was lower than the average market price in 2021 by ca. 173 PLN/MWh.

The wind energy sector is a beneficiary of currently growing CO₂ emission allowances, which influence the market price of energy in Poland. In February 2022, emission allowance prices exceeded 90 EUR/t, while BASE energy prices exceeded 525 PLN/MWh. If the dynamics of energy price growth was maintained at a higher level for a longer period than the dynamics of emission allowance price growth, then thanks to relatively stable costs and higher revenues the companies operating wind farms under the green certificates system would be able to significantly improve their financial results (in the absence of large fluctuations on the certificates of origin market). However, with the increasing saturation of energy from renewable sources in the grid, prices will likely drop, and excess generation may result in negative energy prices.

We analyzed the amount of revenues per 1 MW of installed capacity in a group of 41 entities. The distribution of wind farm sizes is shown in the chart below.

Chart 19. Distribution of the analyzed group of wind farms concerning the capacity of individual wind farms

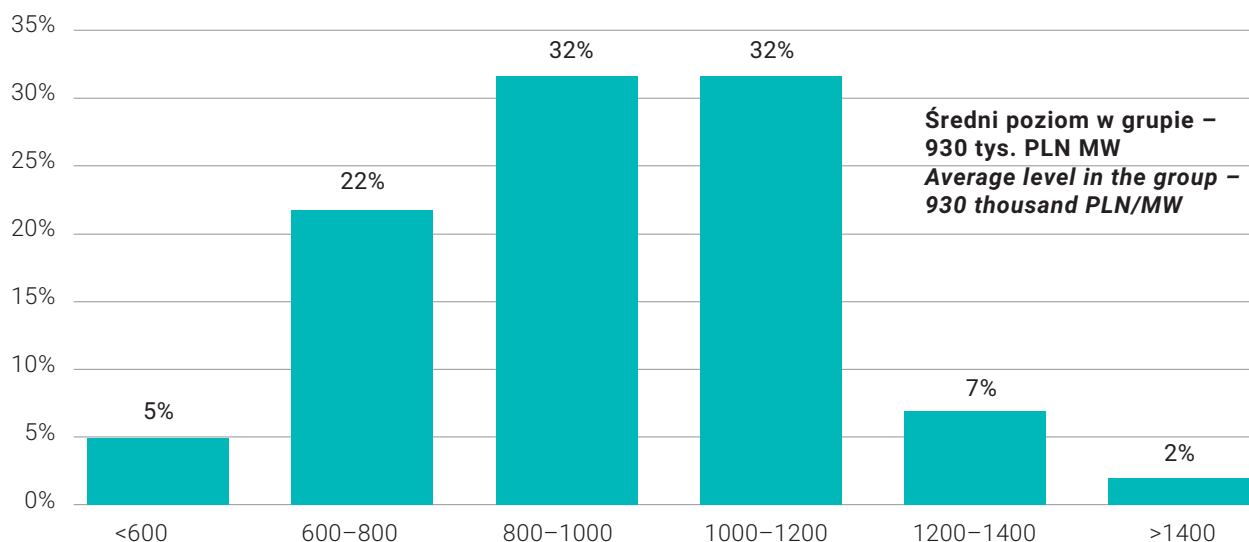
Source: Baker Tilly TPA own study

W 2020 r. średnia wartość przychodów na 1 MW mocy zainstalowanej wyniosła 930 tys. PLN. W gronie analizowanych projektów najczęściej osiągnięty był przychód z 1 MW w przedziale 0,8–1,2 mln PLN. Najlepsze projekty były w stanie przekroczyć poziom 1,4 mln PLN przychodu z 1 MW. Duże znaczenie dla tego wskaźnika mają warunki wietrzne panujące w danej lokalizacji oraz efektywność turbin. Osiąganą wartość przychodów przedstawia poniższy wykres.

In 2020 the average revenue per 1 MW of installed capacity amounted to 930,000 PLN. Among the analyzed projects the most frequently achieved revenue per 1 MW was in the range of PLN 0.8–1.2 million. The best projects were able to exceed PLN 1.4 million revenue per 1 MW. Wind conditions at a given location and the turbine efficiency play a significant part in this respect. The achieved revenue value is presented in the chart below.

Wykres 20. Rozkład analizowanej grupy farm wiatrowych pod względem wskaźnika przychodów na 1 MW w 2020 r.

Chart 20. Distribution of the analyzed group of wind farms regarding the revenue per MW ratio in 2020



Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

Source: Baker Tilly TPA own study

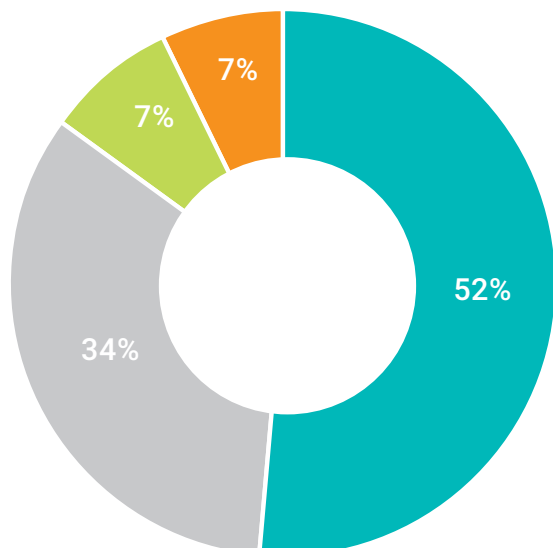
9.5. Koszty operacyjne

Energetyka wiatrowa charakteryzuje się wysokimi nakładami inwestycyjnymi i stosunkowo niskimi kosztami eksploatacji. Koszty gotówkowe funkcjonowania farmy wiatrowej zazwyczaj stanowią ok. 1/4 jej przychodów, przy czym zależy to od wietrzności w danej lokalizacji, wielkości farmy oraz jednostkowej mocy i efektywności turbin. Wysokie nakłady inwestycyjne przekładają się na duży udział amortyzacji w kosztach ogółem. Pomijając amortyzację, która jest tylko kosztem księgowym i zapewnia tarczę podatkową, największy udział w strukturze kosztów operacyjnych mają usługi obce. Mniejsze znaczenie mają podatki i opłaty oraz pozostałe koszty. Na poniższym wykresie przedstawiono typową strukturę kosztów rodzajowych dla badanej grupy podmiotów.

9.5. Operating expenditures

The wind energy sector is characterized by high investment expenditure and relatively low operating costs. The cash costs of operating a wind farm usually account for about a quarter of its revenues, depending on the wind conditions in a given location, the size of the wind farm, the unit capacity, and the efficiency of the turbines. High capital expenditure translates into a large share of depreciation in total costs. Apart from depreciation, which is only an accounting cost and provides a tax shield, third party services have the largest share in the structure of operating costs. Taxes and fees, as well as other costs, are of less importance. The chart below shows a typical structure of costs by type for the examined group of entities.

Wykres 21. Struktura kosztów rodzajowych w badanej grupie spółek



Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

Relatywnie duży udział kosztów usług obcych w strukturze wynika z konieczności serwisowania turbin i podzespołów. Można oczekiwać, że koszty serwisu i utrzymania nie będą istotnie wzrastać w przyszłości, ponieważ na rynku pojawiło się wiele podmiotów oferujących takie usługi w korzystniejszej cenie niż producenci turbin. Inwestorzy mogą być zatem skłonni do rezygnacji z serwisu zapewnianego przez producenta po zakończeniu okresu gwarancji. Większa liczba farm wiatrowych przekłada się także na korzyści skali u producentów turbin, u których dana ekipa serwisowa będzie mogła skupić się na mniejszym obszarze kraju, co może przełożyć się na wzrost efektywności i możliwość zaoferowania niższych cen serwisu. Koszty serwisowania są niższe dla inwestorów dysponujących portfelem farm wiatrowych niż dla inwestorów z pojedynczymi elektrowniami. Ponadto część dużych operatorów dysponuje własnym serwisem. Poza kosztami serwisowania duże znaczenie w kosztach usług obcych mają także czynsze dzierżawne.

Z naszych analiz wynika, że wysokość gotówkowych kosztów operacyjnych w trakcie użytkowania farmy wiatrowej wynosi ok. 100 PLN/MWh, jednak może się wahać w zależności od konkretnej farmy. Dla większych farm wiatrowych koszty gotówkowe mogą być nieco niższe niż w wypadku mniejszych elektrowni z uwagi na wykorzystanie efektu skali. Jednostki charakteryzujące się wysoką produktywnością, ze wskaźnikiem wykorzystania mocy przekraczającym 40%, mogą ponosić koszt gotówkowy na wyprodukowaną MWh poniżej 50 PLN.

Na bazie projektów, dla których znane były szczegółowe parametry operacyjne, poddaliśmy analizie koszty gotówkowe ponoszone przez elektrownie wiatrowe. Największy udział w kosztach gotówkowych mają koszty serwisowania i utrzymania, które stanowią ok. połowy wszystkich wydatków (implikowany koszt w wysokości ok. 50 PLN/MWh w typowej farmie wiatrowej – w zależności od indywidualnych uwarun-

Chart 21. Structure of costs by nature in the surveyed group of companies



Source: Baker Tilly TPA own study

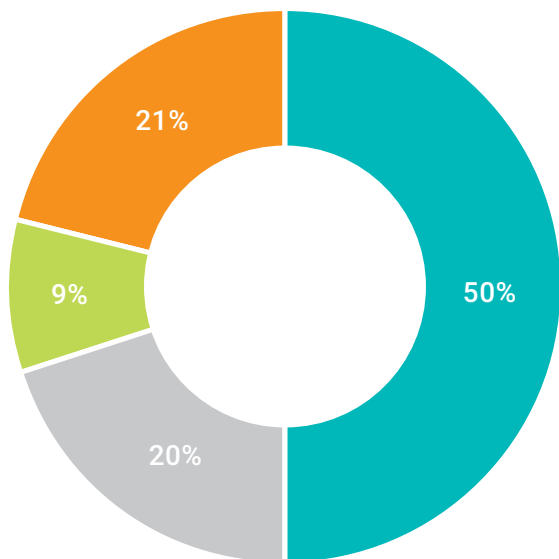
A relatively large share of the costs of external services in the structure results from the need to service turbines and components. It can be expected that the costs of servicing and maintenance will not increase significantly in the future, as many entities have entered the market offering such services at a more favorable price than turbine manufacturers. Investors may therefore be willing to resign from the service provided by the manufacturer after the end of the warranty period. The greater number of wind farms translates into economies of scale for turbine manufacturers, where a given service team will be able to focus on a smaller area of the country, which may result in increased efficiency and the possibility of offering lower service prices. Maintenance costs are lower for investors with a portfolio of wind farms than for investors with individual power plants. In addition, some large energy producers have their own service. Apart from servicing costs, lease rentals are also of great importance in the costs of external services.

Our analyses indicate that the amount of operating cash costs during the operation of a wind farm is approximately PLN 100/MWh, however, it may vary depending on the specific farm. For larger wind farms, cash costs may be slightly lower than for smaller power plants due to the use of economies of scale. Units characterized by high productivity, with a capacity utilization ratio exceeding 40%, may incur a cash cost per MWh of less than PLN 50.

On the basis of projects for which detailed operating parameters were known, we analyzed cash costs incurred by wind farms. The largest share in cash costs is servicing and maintenance costs, which account for approximately half of all expenses (implied cost of approximately PLN 50/MWh in a typical wind farm – depending on individual conditions). The next most important are payments for real estate

kowań). Następne pod względem znaczenia są płatności na podatek od nieruchomości, czynsze dzierżawne oraz pozostałe pozycje, w skład których wchodzi m.in. ubezpieczenia, opłaty za zarządzanie farmą wiatrową czy koszty administracyjne. Poniższy wykres przedstawia typową strukturę kosztów gotówkowych w elektrowniach wiatrowych.

Wykres 22. Typowa struktura kosztów gotówkowych w lądowych farmach wiatrowych

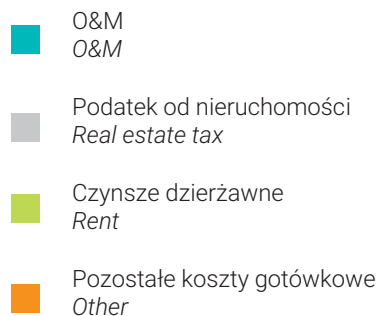


Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

Na koszty gotówkowe warto spojrzeć z perspektywy średniego wydatku przypadającego na 1 MW mocy zainstalowanej. W analizowanej grupie spółek wytwarzających energię z wiatru najczęściej mieściły się one w przedziale 200–225 tys. PLN/MW przy średniej wynoszącej ok. 230 tys. PLN/MW. W przypadku większych farm wiatrowych (powyżej 50 MW) wartość ta może zbliżać się do poziomu 200 tys. PLN/MW. Za koszty gotówkowe uznaje się koszty działalności operacyjnej bez uwzględnienia amortyzacji. Nie bierze się w ich przypadku pod uwagę kosztów finansowych. Rozkład poziomu kosztów między analizowanymi farmami przedstawia poniższy wykres.

tax, rent, and other items, which include, among others, insurance, wind farm management fees, or administrative costs. The chart below shows a typical cash cost structure for wind farms.

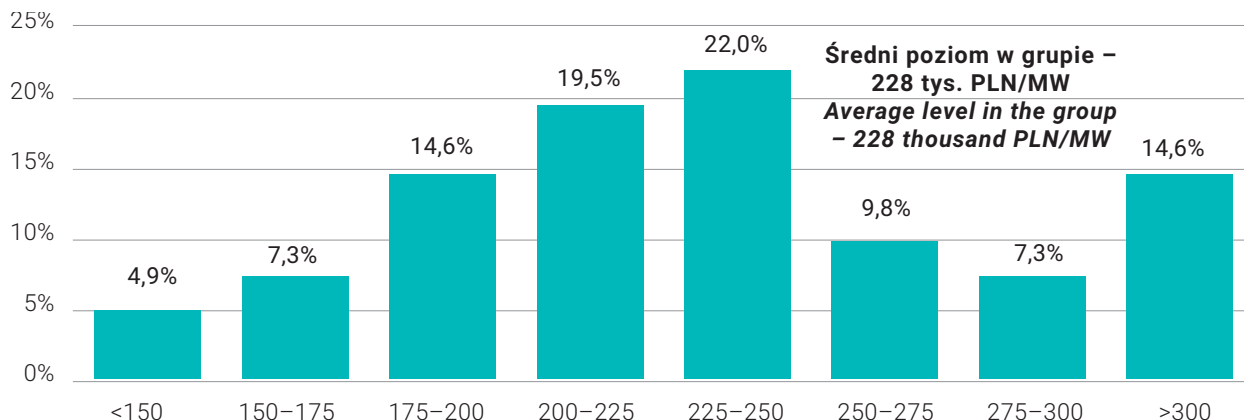
Chart 22. Typical cash cost structure of wind farms



Source: Baker Tilly TPA own study

It is worth looking at cash costs from the perspective of the average expenditure per 1 MW of installed capacity. In the analysed group of companies generating energy from wind, cash costs were most often in the range of 200,000–225,000 PLN/MW with the average amounting to approx. 230,000 PLN/MW. In the case of larger wind farms (above 50 MW), this value may approach the level of 200,000 PLN/MW. The distribution of the cash cost level in the analysed farms is presented in the chart below.

Wykres 23. Rozkład analizowanej grupy pod względem wartości kosztów gotówkowych na 1 MW w 2020 r.



Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

Chart 23. Distribution of the analyzed sample for the cash cost per MW ratio in 2020

Source: Baker Tilly TPA own study

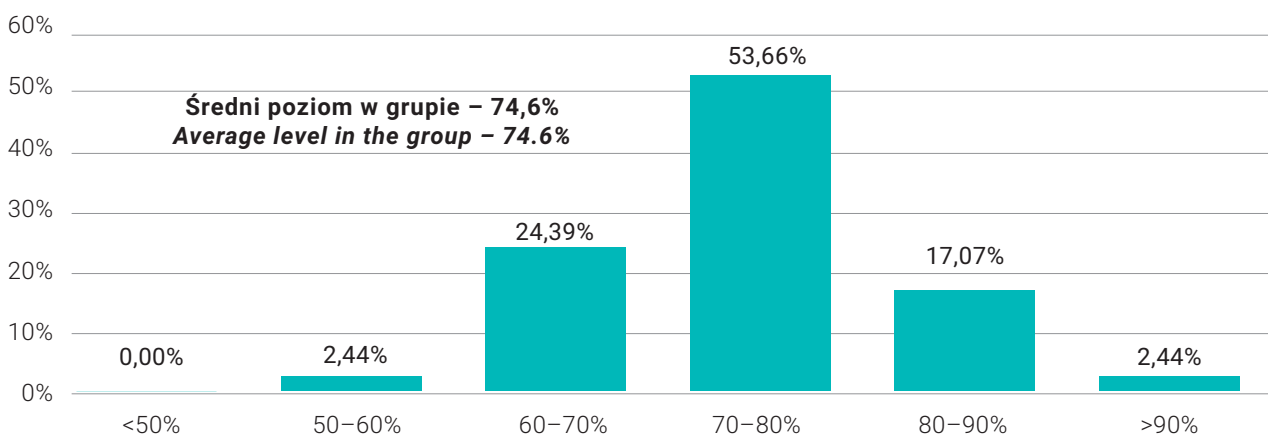
9.6. Marżowość

Analizowana grupa farm została zbadana także pod względem marżowości na poziomie EBITDA (skorygowanej o zdarzenia jednorazowe i niepieniężne) w odniesieniu do generowanych przychodów. Zakres osiągniętych poziomów rentowności EBITDA w 2020 r. obejmował od 57% do nawet 90%. Większość podmiotów osiągała wartości w przedziale 70–80%, przy średniej na poziomie 73,1%. Bardzo wysokie poziomy rentowności są charakterystyczne dla tego typu działalności – koszty obsługi farmy są niewielkie w zestawieniu z przychodami, a największą pozycją kosztową jest amortyzacja, która nie wpływa na wartość EBITDA. Zauważalna jest także tendencja wzrostowa rentowności spółek w kolejnych latach ze względu na wyższe rynkowe ceny energii oraz zielonych certyfikatów.

9.6. Profit margins

The analysed group of farms was also examined in terms of margin at the EBITDA level (adjusted for one-off and non-cash charges) in relation to generated revenues. The range of achieved EBITDA profitability levels in 2020 ranged from 57% to even 90%. Most entities reached values in the range of 70–80%, with the average at the level of 73.1%. Very high levels of profitability are characteristic for this type of activity – O&M costs are small compared to revenues, and the largest cost item is depreciation, which does not affect the EBITDA value. There is also a noticeable upward trend in the profitability of companies in the coming years due to higher market prices of energy and green certificates.

Wykres 24. Rozkład analizowanej grupy pod względem rentowności EBITDA w 2020 r.



Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

Chart 24. Distribution of the analyzed sample for EBITDA margin in 2020

Source: Baker Tilly TPA own study

9.7. Analiza opłacalności inwestycji

Ocena atrakcyjności projektu jest wypadkową kilku elementów – nakładów inwestycyjnych, kosztów operacyjnych, produktywności projektu i osiągniętych cen, a także oczekiwanej stopy zwrotu, uzależnionej od rynkowych stóp procentowych oraz ryzyka inwestycji w dany projekt. W praktyce projekty różnią się głównie nakładami inwestycyjnymi i produktywnością, natomiast poszczególni inwestorzy mogą stosować inne wartości kosztu kapitału. Ponadto projekty o wyższych nakładach inwestycyjnych, stosujące np. droższe turbiny, często generują większą ilość megawatogodzin na megawat niż projekty tańsze. Jak już wspomniano, obecnie rozwijane projekty bazują na pozwoleniach na budowę wydanych przed wejściem w życie limitu 10H, zatem zazwyczaj instalowane są turbiny o jednostkowej mocy 2–3 MW.

Atrakcyjność projektu, czy to w kontekście aukcji energii, czy też jego oceny ekonomicznej, jest uzależniona przede wszystkim od produktywności, przy założeniu podobnego poziomu kosztów gotówkowych na 1 MW niezależnie od projektu (należy jednak pamiętać o korzyściach skali). Natomiast produktywność danej farmy wiatrowej zależy nie tylko od parametrów samych turbin, takich jak wysokość wieży czy średnica rotora, lecz w dużej mierze także od warunków wietrznych w danej lokalizacji. Badanie wietrzności stanowi bardzo ważny fragment procesu inwestycyjnego, od wyników którego zależy atrakcyjność projektu.

Produktywność danej farmy wiatrowej najczęściej wyraża się wskaźnikiem wykorzystania mocy lub przez ilość megawatogodzin wyprodukowanych w ciągu roku z 1 MW mocy zainstalowanej. Wskaźnik wykorzystania mocy wskazuje, ile czasu w roku turbina jest w stanie produkować energię. Abstrahując od warunków wietrznych będących indywidualną właściwością każdego projektu, wskaźnik wykorzystania mocy w przypadku turbin o mocy rzędu 2–3 MW oscyluje zazwyczaj w okolicy 30–35%, podczas gdy najnowsze turbiny o mocy powyżej 5 MW osiągają wskaźnik na poziomie ok. 40%, a nawet 50%. Jednak jeszcze raz warto podkreślić istotne znaczenie warunków wietrznych – nawet instalacje o jednostkowej mocy 2 MW w bardzo dobrej lokalizacji są w stanie regularnie osiągać wskaźnik wykorzystania mocy na poziomie 40%. Dobrym przykładem jest należąca do grupy Polenergia farma Mycielin składająca się z 23 turbin o mocy 2 MW każda, której wskaźnik wykorzystania mocy w pierwszej połowie 2020 r. przekroczył poziom 50%.

Wyniki zeszłorocznej ankiety przeprowadzonej wśród podmiotów zajmujących się energetyką wiatrową wskazują, że najczęściej wskazywanym przedziałem wskaźnika wykorzystania mocy w elektrowniach wiatrowych jest 30–35%, co przekłada się na ok. 2600–3100 MWh z 1 MW mocy zainstalowanej.

Na podstawie posiadanych danych oraz przyjętych założeń dokonaliśmy oszacowania wewnętrznej stopy zwrotu (IRR, internal rate of return) inwestycji w projekt wiatrowy. Założyliśmy budowę farmy wiatrowej o mocy 30 MW. Opis kluczowych założeń znajduje się w tabeli. W odniesieniu

9.7. Analysis of investment profitability

Assessment of the attractiveness of a project is the result of several elements – investment outlays, operating costs, project productivity and energy prices, as well as the expected rate of return, dependent on market interest rates and the risk of investment in a given project. In practice, projects mainly differ in capital expenditure and productivity, while different investors may use different cost of capital values. In addition, projects with higher investment outlays, such as those using more expensive turbines, often generate more megawatt hours per megawatt than less expensive projects. As mentioned, the currently developed projects are based on building permits issued before the entry into force of the 10H limit, so usually turbines with a unit capacity of 2–3 MW are installed.

The attractiveness of a project, whether in the context of an energy auction or its economic evaluation, primarily depends on productivity, assuming similar total cash costs per 1 MW regardless of a project (although it is important to remember the economies of scale). A given wind farm productivity depends not only on the general parameters of the turbines, such as height of the tower or rotor diameter, but also largely on the wind conditions in a given location. The assessment of wind conditions is a very important part of the investment process, the results of which determine the attractiveness of the project.

The productivity of a wind farm is usually expressed by the capacity factor or by the number of megawatt hours produced per year from 1 MW of installed capacity. The capacity factor indicates how much time per year the turbine is able to generate energy. Leaving aside wind conditions, which are an individual feature of each project, the capacity factor of 2–3 MW turbines is usually in the range of 30–35%, while the latest turbines with a capacity of more than 5 MW have a capacity factor of about 40% or even 50%. However, it is worth stressing the importance of wind conditions once again – even installations with a unit capacity of 2 MW in a very good location are regularly able to achieve capacity factor of 40%. A good example is the Mycielin farm belonging to the Polenergia Group that consists of 23 turbines of 2 MW each and whose capacity factor in the first half of 2020 exceeded 50%.

Results of the last year's survey conducted among entities dealing with wind energy indicate that the most frequently indicated capacity factor range for wind power plants is 30–35%, which translates into approximately 2600–3100 MWh from 1 MW of installed capacity.

Based on the available data and the adopted assumptions, we estimated the internal rate of return (IRR) of the investment in the wind project. We assumed construction of a 30 MW wind farm. Description of key assumptions is presented in the table. As for the costs, it is worth mentioning

do kosztów warto wspomnieć, że koszty gotówkowe będą ponoszone od początku fazy eksploatacji, a stawki amortyzacji poszczególnych kategorii aktywów zostały przyjęte na poziomie zgodnym z rzeczywistym poziomem stawek stosowanych w praktyce.

that the cash costs will be incurred from the beginning of the operation phase, and the depreciation rates of individual asset categories have been assumed at a level consistent with the actual rates used in practice.

Tabela 8. Kluczowe założenia przyjęte do analizy IRR

Table 8. Key assumptions for the IRR analysis

Założenie / Assumption	Wartość / Value
Moc farmy wiatrowej (MW) / Wind farm capacity (MW)	30,0
Koszt budowy 1 MW (mln PLN) / Construction cost of 1 MW (PLN million)	7,1
Łączny koszt budowy farmy wiatrowej (mln PLN) / Total construction cost of a wind farm (PLN million)	213
Rynkowa cena energii BASE – średnia z 2021 r. (PLN/MWh) Market price of BASE energy in 2021 (PLN/MWh) – average in 2021 (PLN/MWh)	401,2
Bazowa cena energii w aukcji – wartość z aukcji 12.2021 r. (PLN/MWh) Base energy price in the auction – value of action in 12.2021 (PLN/MWh)	227,8
Coroczna stopa wzrostu cen energii elektrycznej (zgodnie z celem inflacyjnym NBP) Annual growth rate of electricity prices (in line with the NBP inflation target)	2,5%
Wskaźnik wykorzystania mocy (produktywność) / Capacity factor (productivity)	35%
Udział zabezpieczonego wolumenu sprzedaży energii w ramach aukcji (pierwsze 15 lat) Share of the volume of energy subject to hedge under the auction (first 15 years)	80%
Koszt profilu / Profile cost	10%
Wskaźnik strat własnych / Own energy losses	2%
Koszty gotówkowe na MW w roku bazowym (tys. PLN) Cash costs per MW in the base year (PLN thousand)	227,8
Coroczna stopa wzrostu kosztów gotówkowych (zgodnie z celem inflacyjnym NBP) Annual growth rate of cash costs (in line with the NBP inflation target)	2,5%
Relacja kapitału obrotowego do przychodów / The ratio of working capital to revenues	10%

Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

Source: Baker Tilly TPA own study

W tabeli zaprezentowano wyniki analizy wrażliwości IRR na dwie kluczowe zmienne: cenę rynkową energii elektrycznej (wariant bazowy to 401,2 PLN/MWh) oraz wskaźnik wykorzystania mocy (wariant bazowy to 35%, czyli 3066 MWh z 1 MW mocy), pozostawiając pozostałe założenia bez zmian. Na podstawie tak przyjętych założeń, IRR inwestycji wynosi 10,04%.

The table presents the results of the sensitivity analysis of the IRR to two key variables: the market price of electricity (baseline variant is 401.2 PLN/MWh) and the capacity factor (baseline variant is 35%, i.e. 3066 MWh from 1 MW of capacity), leaving other assumptions unchanged. Based on such assumptions, the IRR of the investment is 10.04%.

Tabela 9. Analiza wrażliwości IRR inwestycji w energetyce wiatrowej

Table 9. IRR sensitivity analysis of investment in wind energy

Wskaźnik wykorzystania mocy Capacity factor	Rynkowa cena BASE energii elektrycznej w 2021 r. (PLN/MWh) Market BASE price of electricity in 2021 (PLN/MWh)							
	340	360	380	401	420	440	460	
25%	4,8%	5,4%	5,9%	6,4%	6,9%	7,3%	7,7%	
30%	6,8%	7,4%	7,9%	8,4%	8,8%	9,2%	9,6%	
35%	8,5%	9,0%	9,5%	10,0%	10,4%	10,9%	11,3%	
40%	10,1%	10,6%	11,1%	11,5%	11,9%	12,4%	12,7%	
45%	11,5%	12,0%	12,4%	12,9%	13,3%	13,7%	14,1%	

Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

Source: Baker Tilly TPA own study

Przedstawiona analiza wrażliwości potwierdza duże znaczenie wskaźnika produktywności, który jest pochodną m.in. wietrzności danej lokalizacji. Spadek produktywności z 35 do 30% przy cenie 401,2 PLN/MWh powoduje obniżenie wewnętrznej stopy zwrotu projektu aż o 1,6 punktu procentowego. Z kolei każde 20 PLN/MWh ceny energii ma przełożenie na IRR na poziomie ok. 0,4–0,5 punktu procentowego.

9.7.1. Perspektywa dewelopera

Wartość projektu farmy wiatrowej dla inwestora strategicznego jest uzależniona od przyszłych przepływów pieniężnych generowanych przez projekt, które zależą od wielu wcześniej opisanych aspektów. Najważniejszym czynnikiem będącym poza kontrolą inwestora niedziałającego w systemie aukcyjnym lub w reżimie umów PPA są przyszłe ceny energii, po których sprzedawana będzie energia elektryczna. Atrakcyjność inwestycji determinowana jest także przez wewnętrzne cechy danego projektu, z których przede wszystkim należy wymienić: (1) produktywność mającą wpływ na ilość produkowanej energii, (2) wysokość przyszłych kosztów gotówkowych oraz (3) wartość nakładów inwestycyjnych koniecznych do uruchomienia farmy wiatrowej. Po oszacowaniu przepływów pieniężnych generowanych przez projekt konieczne jest zdyskontowanie ich do wartości bieżącej przy wykorzystaniu stopy dyskontowej, którą jest krańcowy koszt kapitału. Koszt kapitału określany jest indywidualnie przez każdego inwestora. Wartość bieżąca przepływów będzie implikować cenę za dany projekt z punktu widzenia inwestora.

Punkt widzenia dewelopera farmy wiatrowej jest ściśle związany z panującą sytuacją na rynku (ceny energii, rynkowy koszt kapitału itd.). Przy negocjacji ceny sprzedaży pomiędzy deweloperem rozwijającym projekt farmy wiatrowej a inwestorem strategicznym, deweloper powinien wziąć pod uwagę czynniki wpływające na atrakcyjność projektu z punktu widzenia inwestora. Wyższe rynkowe/aukcyjne ceny energii elektrycznej będą zwiększać atrakcyjność projektu i implikować wyższą cenę transakcyjną. Wpływ na wysokość wynagrodzenia dla dewelopera będzie mieć także efektywność danego projektu, tj. wyższa produktywność, niższy poziom przyszłych kosztów gotówkowych oraz nakładów inwestycyjnych przełożą się na wyższą cenę transakcyjną. Znaczenie ma także koszt kapitału oferenta (inwestora strategicznego), ponieważ to on determinuje cenę, którą skłonny jest zapłacić. Duże podmioty o silnej pozycji finansowej są w stanie taniej pozyskać kapitał, toteż mogą być skłonne do zapłaty wyższej ceny. Jednak punktem odniesienia dla dewelopera powinien być rynkowy koszt kapitału.

Dokonałiśmy oszacowania wartości projektu w przeliczeniu na MW w zależności od rynkowej ceny energii elektrycznej oraz kosztu kapitału inwestora strategicznego. Naszym projektem była hipotetyczna farma wiatrowa o mocy 30 MW opisana w poprzednim podrozdziale dotyczącym analizy wrażliwości IRR. Większość przyjętych założeń nie uległa zmianie (m.in. produktywność na poziomie 35%, koszty gotówkowe na poziomie 228 tys. PLN/MW). Zmieniła się

The sensitivity analysis presented here confirms the importance of the productivity rate, which is derived from, among other things, the windiness of the location. A drop in productivity from 35% to 30% at a price of 401.2 PLN/MWh reduces the project's IRR by as much as 1.6 percentage points. In turn, each 20 PLN/MWh of energy price translates into an IRR of about 0.4–0.5 percentage points.

9.7.1. The developer perspective

The value of a wind farm project for a strategic investor depends on the future cash flows generated by the project, which depend on many of the previously described aspects. The most important factor beyond the investor's control is the future energy prices at which energy will be sold. The attractiveness of investment also depends on the particular characteristics of a given project, of which the following should be mentioned: (1) productivity affecting the amount of energy produced, (2) the amount of future cash costs, and (3) the value of investment outlays necessary to launch a wind farm. After estimating the cash flows to be generated by the project, it is necessary to discount them to the present value using the discount rate, which is the marginal cost of capital. The cost of capital is determined individually by each investor. The present value of the cash flows implies the price for a given project from the investor's point of view.

The wind farm developer's perspective is closely related to the prevailing market situation (energy prices, market cost of capital, etc.). The developer that develops a wind farm project should take into account the factors influencing the attractiveness of the project from the investor's point of view when negotiating the transaction price. Higher market/auction energy prices will increase the attractiveness of the project and imply a higher transaction price. The purchase price will also be influenced by the efficiency of a given project, i.e., higher productivity, lower level of future cash costs and capital expenditures will translate into a higher transaction price. The cost of capital of the bidder (strategic investor) is an important factor that determines the price, the bidder is willing to pay. Large entities with a strong financial position can raise capital more cheaply, and therefore may be willing to pay a higher price. However, the developer's point of reference should be the market cost of capital.

We estimated the value of the project per MW depending on the market price of electricity and the cost of capital of the strategic investor. Our project was a hypothetical 30 MW wind farm described in the previous section on IRR sensitivity analysis. Most assumptions did not change (e.g. productivity at 35%, cash costs at 228 thousand PLN/MW). The only thing that changed was the amount of capital expenditures per MW of capacity, i.e. it was reduced by the part related to

W ramach strategicznego programu PFR Green Hub, Polski Fundusz Rozwoju oferuje pożyczkę podporządkowaną dedykowaną inwestycjom w OZE. Jest ona udzielana inwestorom wspólnie z bankiem wiodącym. Inicjatywę tę nazwaliśmy „Zielony Prąd dla Biznesu”. Dzięki zastosowaniu mechanizmów rynkowych, na których oparte jest takie finansowanie, eliminowana jest potrzeba gwarancji instytucji rządowych lub innych mechanizmów, takich jak preferowana obecnie przez banki aukcja. W rozwiązaniu oferowanym przez PFR część ryzyka przejmuje fundusz, co tylko nieznacznie zwiększa koszt takiego finansowania. Inwestor zyskuje za to wiarygodnego partnera i wyższy zwrot oraz elastyczność w finansowaniu swojego przedsięwzięcia.



Tomasz Tomasiak

Dyrektor Departamentu Transformacji Energetycznej, PFR
Head of Energy Transition Department, PFR

Pożądanym efektem tego rozwiązania jest popularyzacja krótkoterminowych kontraktów bilateralnych PPA. Długoterminowe PPA z różnych powodów ograniczone są do dużych przedsiębiorstw. Mniejsze podmioty byłyby skłonne zawrzeć kontrakt na 2–3 lata, ale obecnie takie umowy nie zapewniają finansowania bankowego. Krótsze terminy kontraktów niosą ze sobą ryzyko rynkowe, wynikające z niepewnej przyszłości po zakończeniu okresu kontraktu. Po tym okresie inwestor musi poszukać nowych PPA lub wejść w rynek. Przy podziale ryzyka proponowanym przez PFR ten problem zostaje zniwelowany.

Jest w tym pewna analogia do rynku nieruchomości komercyjnych. Jeszcze 15–20 lat temu banki oczekiwały długoterminowych umów najmu, a obecnie akceptują umowy 5-letnie przy finansowaniu 25-letnim, czyli eksponują się na ryzyko rynkowe po ustaniu umowy najmu. Z tego powodu, naszym zdaniem, banki są gotowe na finansowanie projektów o krótkim okresie PPA, a rolą PFR lub innych graczy rynkowych jest uzupełnienie finansowania w całej strukturze projektu. Powstała luka między finansowaniem bankowym a inwestorem najczęściej wynosi 20–30% wartości nakładów i PFR chce tę lukę wypełnić.

Oferta PFR jest odpowiedzią na realne potrzeby rynku i wpisuje się w interesy wielu stron – pozwoli na finansowanie projektów z krótszym PPA, umożliwi wejście w PPA przez MŚP, uzupełni ofertę bankową w ramach finansowania OZE oraz przyczyni się do wzrostu produkcji energii odnawialnej w krajowym miksie.

As part of the strategic PFR Green Hub program, the Polish Development Fund (PFR) offers a subordinated loan dedicated to RES investments. It is provided to investors together with the lead bank. We have named this initiative “Green Electricity for Business”. By using the market mechanisms on which such financing is based, the need for government guarantees or other mechanisms such as the auction system currently favored by banks is eliminated. In the solution offered by the PFR, part of the risk is taken over by the fund, which only slightly increases the cost of such financing. In return, the investor gains a reliable partner and a higher return, as well as flexibility in financing their venture.

The desired effect of this solution is the popularization of short-term bilateral PPAs. Long-term PPAs are limited to large companies for various reasons. Smaller entities would be willing to contract for 2–3 years, but currently such contracts do not ensure bank financing. Shorter contract terms involve market risk due to the uncertain future after the end of the contract period. After this period, the investor must look for new PPAs or enter the market. With the risk-sharing offered by the PFR, this problem is eliminated.

There is some similarity to the commercial real estate market. As recently as 15–20 years ago, banks expected long-term lease agreements, but now they accept 5-year leases with 25-year financing, which means they expose themselves to market risk after the lease expires. For this reason, in our view, banks are ready to finance projects with short PPA periods, and the role of the PFR or other market players is to supplement financing across the project structure. The resulting gap between bank and investor financing is most often 20–30% of the value of the outlays and the PFR wants to fill this gap.

The PFR's offer is a response to the real needs of the market and is in line with the interests of many parties - it will allow projects with shorter PPAs to be financed, it will enable SMEs to enter PPAs, it will complement the banking offer as part of RES financing and it will contribute to the growth of renewable energy production in the Polish energy mix.

jedynie wysokość nakładów inwestycyjnych na 1 MW mocy, tj. została obniżona o część dotyczącą przygotowania/zakupu praw do projektu, czyli 15%. W ten sposób wartość bieżąca przepływów pieniężnych określa cenę, którą będzie w stanie zapłacić inwestor strategiczny w zamian za zakup praw danego projektu.

Poniższa tabela przedstawia wyniki przeprowadzonej analizy wrażliwości wartości projektu farmy wiatrowej wyrażonej w milionach PLN na 1 MW mocy. W wariantcie bazowym założyliśmy rynkową cenę energii w 2022 r. na poziomie średniej z 2021 r., to jest 401,2 PLN/MWh oraz średni ważony koszt kapitału na poziomie 7,0%. Przyjmując powyższe założenia szacujemy, że cena za 1 MW mocy projektu farmy wiatrowej (przed rozpoczęciem budowy) wynosi ok. 1,6 mln PLN.

the preparation and purchase of rights to the project, i.e. 15%. Thus, the present value of cash flows determines the price that a strategic investor will be able to pay in exchange for purchase of rights to the project.

The table below presents the results of the conducted sensitivity analysis of the wind farm project value expressed in million PLN per 1 MW of capacity. In the baseline scenario we assumed the market price of energy in 2022 to be the average of 2021, i.e. 401.2 PLN/MWh and the weighted average cost of capital to be 7.0%. Based on the above assumptions, we estimate that the price for 1 MW of capacity of the wind farm project (before starting the construction) is about 1.6 million PLN.

Tabela 10. Analiza wrażliwości wartości projektu farmy wiatrowej, w mln PLN/MWh

	Rynkowa cena BASE energii elektrycznej (PLN/MWh) Market BASE price of electricity (PLN/MWh)							
		340	360	380	401	420	440	460
Koszt kapitału inwestora (WACC)	8,0%	0,16	0,36	0,56	0,78	0,97	1,18	1,38
	7,5%	0,50	0,72	0,94	1,18	1,39	1,61	1,83
	7,0%	0,88	1,12	1,36	1,61	1,84	2,08	2,32
	6,5%	1,29	1,55	1,81	2,09	2,34	2,60	2,86
	6,0%	1,74	2,02	2,31	2,61	2,88	3,17	3,46

Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

Table 10. The sensitivity analysis of the wind farm project's value million PLN/MWh

Source: Baker Tilly TPA own study

Zgodnie z przedstawioną tabelą prawidłowe oszacowanie kosztu kapitału oraz określenie wysokości cen energii elektrycznej ma niebagatelne znaczenie dla wyceny projektu. Wzrost lub spadek ceny energii o każde 20 PLN/MWh powinien skutkować zmianą wartości projektu o ok. 220–240 tys. PLN/MWh. Podobną zmianą wartości projektu powinna skutkować każda zmiana kosztu kapitału o 0,5 punktu procentowego. Powyższa analiza jest jedynie uproszczonym oszacowaniem na podstawie modelowej farmy wiatrowej, lecz w rzeczywistości wartość konkretnego projektu będzie zależała od indywidualnych jego cech oraz uwarunkowań rynkowych.

9.8. Transakcje M&A na rynku onshore w Polsce

Alternatywnym, zyskującym na popularności sposobem inwestycji w lądową energetykę wiatrową jest zakup projektu w ramach transakcji M&A. Niesie on za sobą wiele zalet, wśród których wymienić można m.in. pominięcie części lub całości etapu dewelopmentu, możliwość wejścia na rynek przez inwestorów zagranicznych nieznaną lokalnych realiów czy też możliwość zabezpieczenia przepływów poprzez zawarcie umów PPA/cPPA lub uczestnictwo w aukcjach.

Zidentyfikowaliśmy kilkadziesiąt transakcji, które miały miejsce w ostatnich 6 latach (po wejściu w życie systemu aukcyjnego), jednak tylko dla 16 przejęć upubliczniono szczegóły finansowe zawartych umów. Dodatkowo podzieliśmy je na transakcje dotyczące funkcjonujących farm wiatrowych oraz związane z zakupem projektu w fazie rozwoju. W tabeli przedstawiono transakcje M&A z pierwszej wymienionej grupy.

According to the presented table, proper estimation of the cost of capital and determination of electricity prices is of great importance for project valuation. Each 20 PLN/MWh increase or decrease in energy price should result in a change of the project value by approx. 220,000–240,000 PLN/MWh. A similar change in the project's value should result from each 0.5 percentage point change in the cost of capital. The above analysis is only a simplified estimation based on model wind farm, but in reality, the value of a particular project will depend on its individual characteristics and market conditions

9.8. M&A transactions in the onshore market in Poland

An alternative way of investing in onshore wind energy, which is gaining popularity, is a purchase of a project via an M&A transaction. It offers many advantages, such as omitting a part of or entire development stage, a possibility for foreign investors who do not know the local realities to enter the market, and a possibility to secure the flows by concluding PPAs/cPPAs or participating in auctions.

We have identified several dozen transactions that took place in the last 6 years (after the auction system entered into force), however the financial details of concluded agreements were made public only for 16 acquisitions. Additionally, we have divided them into transactions concerning operating wind farms and those related to the purchase of a project under development. The table presents M&A transactions from the former group.

Tabela 11. Zestawienie wybranych transakcji M&A w Polsce na rynku lądowych farm wiatrowych – farmy funkcjonujące w dniu transakcji

Table 11. List of selected M&A transactions on the Polish onshore wind farm market – farms operating as of the transaction date

Farma wiatrowa/projekt Wind farm/project	Nabywca Buyer	Data transakcji Transaction date	Inwestycja, w mln PLN Investment value in PLN	Moc zainstalowana (MW) Installed capacity (MW)	Cena (mln PLN/MW) Price (million PLN/MW)	Rok podłączenia Year connected	Pozostały czas życia farmy ⁷⁰ Remaining lifetime	Cena (mln PLN/ MW/rok) Price (million PLN/ MW/year)
Projekt onshore (51,8 MW) Onshore project	Pacifico Renewables Yield AG	11.10.2021	478,4	51,8	9,2	2021	25	0,37
FW Bogoria (20 MW) i portfolio projektów w budowie (129 MW) WF Bogoria and portfolio under construction	Mirova S.A.	04.08.2021	1 378,7	149,0	9,3	2021	25	0,37
FW Korytnica (82,5 MW)	Iberdrola S.A.	29.03.2021	481,0	82,5	5,8	2015	18	0,32
FW Zopowy (30 MW)	Iberdrola S.A.	29.03.2021	174,9	30,0	5,8	2013	16	0,36
Nowotna Farma Wiatrowa Sp. z o.o. (FW Kobylnica, Subkowy i Nowotna)	PKN Orlen S.A.	03.03.2021	380,0	89,4	4,3	2011–2015	16	0,27
FW Kanin	Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A.	15.02.2021	100,0	20,0	5,0	2012	15	0,33
Portfolio trzech FW (Kujawsko-pomorskie) Portfolio of 3 WFs	Pacifico Renewables Yield Group	12.11.2020	462,5	51,8	8,9	2020	23	0,39
FW Skoczyloty	PGE Energia Odnawialna S.A.	31.07.2020	220,0	36,0	6,1	2015	18	0,34
				Mediana / Median	6,0			0,35
				Średnia / Average	6,8			0,34

Źródło: Baker Tilly TPA

Source: Baker Tilly TPA own study

W analizowanym okresie mediana zapłaconej kwoty za 1 MW funkcjonującej mocy zainstalowanej wynosi 5,6 mln PLN, a średnia 6,2 mln PLN. Istotnym aspektem w przypadku zakupu funkcjonującej farmy są pozostałe lata życia farmy – wpływają one na długość czasu generowania przepływów w przyszłości. Z tego powodu obliczyliśmy zapłaconą cenę za zakup jednego roku wykorzystania megawata mocy zainstalowanej. W tym przypadku mediana wynosi 0,35 mln PLN/MW/rok i poszczególne projekty nie różniły się znacząco w tej wartości.

W dalszej kolejności rozważyliśmy transakcje M&A dotyczące projektów w fazie dewelopmentu, na różnym etapie rozwoju. Ich zestawienie znajduje się w kolejnej tabeli.

In the analyzed period the median amount paid for 1 MW of installed capacity in operation was 5.6 million PLN, and the average was 6.2 million PLN. An important aspect in case of purchasing an operating farm is its remaining lifetime, which affects how long the farm will continue to generate flows in the future. For that reason we have calculated the price paid for the purchase of one megawatt year of installed capacity. In this case, the median is 0.35 million PLN/MW/year and individual projects did not differ significantly in this value.

Next, we considered M&A transactions involving projects in the development stage, at various stages of development. They are summarized in the following table.

⁷⁰ Przy zakładanym 25-letnim cyklu życia farmy.

⁷⁰ Assuming a 25-year farm life cycle.

Tabela 12. Zestawienie wybranych transakcji M&A w Polsce na rynku lądowych farm wiatrowych – farmy w fazie developmentu

Table 12: Selected M&A transactions on the Polish onshore wind farm market – farms in the development phase

Farma wiatrowa/projekt Wind farm/project	Nabywca Buyer	Data transakcji Transaction date	Zapłacona cena Price paid	Całkowita inwestycja (mln PLN)* Total investment (million PLN)*	Moc zainstalowana (MW) Installed capacity (MW)	Cena (mln PLN/MW) Price (million PLN/MW)	Planowany rok podłączenia Planned connection year	Stopień zaawansowania projektu Progress of the project
Farma wiatrowa Przyrów	PAK-Polska Czysta Energia	4.03.2022	b/d	342,0	42,0	8,1	2025	Uzyskane pozwolenia na budowę <i>Building permits obtained</i>
Projekt onshore (50 MW) <i>Onshore project</i>	AB Ignitis grupe	22.12.2021	322,7	413,6	50,0	8,3	2023	Uzyskane pozwolenia na budowę <i>Building permits obtained</i>
Farmy wiatrowe PNE AG (58,8 MW) <i>PNE AG wind farms</i>	Octopus Renewables Infrastructure Trust plc	5.10.2021	b/d	568,0	58,8	9,7	2022	Wybudowany w 75% <i>75% completed</i>
Projekt farmy Korytnica 2 (50,4 MW) <i>Korytnica 2 WF design</i>	Iberdrola S.A.	29.03.2021	18,8	293,8	50,4	5,8	2024	Uzyskane pozwolenia na budowę, istnieje część infrastruktury <i>Building permits obtained, part of infrastructure exists</i>
EW Rywald Sp z o.o.	SPV Impexmetal Sp. z o.o.	28.12.2020	49,5	220,6	27,0	8,2	2023	Uzyskane pozwolenia na budowę <i>Building permits obtained</i>
EW Piotrków Kujawski Sp z o.o.	ERG Poland Holding	23.10.2020	167,2	211,8	24,5	8,6	2022	Uzyskane pozwolenia na budowę, zawarte kontrakty na zakup turbin <i>Building permits obtained, contracts for purchase of turbines concluded</i>
Laszki Wind Sp z o.o.	ERG Power Generation S.P.A.	05.03.2020	206,4	271,8	36,0	7,6	2022	Uzyskane pozwolenia na budowę <i>Building permits obtained</i>
				Mediana / Median		8,2		
				Średnia / Average		8,0		

* Inwestycja = cena zakupu + CAPEX pozostały do poniesienia
Źródło: Baker Tilly TPA

* Investment = purchase price + remaining CAPEX
Source: Baker Tilly TPA

Rozpatrując dane na temat transakcji w fazie rozwoju, braliśmy pod uwagę nie tylko zapłaconą cenę, ale również poziom CAPEX, który został do poniesienia, aby doprowadzić do uruchomienia farmy. W niektórych przypadkach wartości te były wprost podane przy okazji upublicznienia informacji o zawarciu umowy, w innych natomiast oparliśmy się na danych poufnych, danych rynkowych oraz założeniach własnych.

When considering data on transactions in the development phase, we took into account not only the price paid but also the level of CAPEX that had to be incurred to put the farm into operation. In some cases these values were explicitly stated when the information about concluding the contract was made public, while in other cases we relied on confidential data, market data and our own assumptions.

Mediana łącznej wartości inwestycji, tj. zapłaconej ceny powiększonej o CAPEX, w przeliczeniu na 1 MW mocy zainstalowanej wyniosła 8,2 mln PLN. Jest to wartość zbliżona, jednak nieco wyższa niż w przypadku szacowanego przez nas CAPEXu dla farm wiatrowych w inwestycjach typu greenfield. Wiąże się to m.in. z wartością pieniądza w czasie, premią za wykonanie pracy związanej w postaci znalezienia gruntu, organizacji projektu w fazie pre-development oraz w zakresie uzyskanych pozwoleń, a także z faktem, że część transakcji ujmuje w sobie aktywa niematerialne niewykazywane w bilansie, takie jak know-how, umowy handlowe, posiadane kontakty biznesowe, czy też znajomość lokalnego rynku (w tym władz samorządowych).

10 Wybrane kwestie podatkowe

10.1. Podatek od nieruchomości

Przedmiot opodatkowania

Głównym obciążeniem podatkowym producenta energii z farmy wiatrowej zlokalizowanej na lądzie, obok podatku dochodowego, jest podatek od nieruchomości. Opodatkowaniu podatkiem od nieruchomości podlegają grunty, budynki lub ich części oraz budowle lub ich części związane z prowadzeniem działalności gospodarczej. Wysokość zobowiązania uzależniona jest od przedmiotu opodatkowania. Podstawę opodatkowania stanowi: dla gruntów – powierzchnia całkowita, dla budynków lub ich części – powierzchnia użytkowa, natomiast dla budowli – wartość księgową brutto. Stawka podatku wyrażona jest kwotowo w przeliczeniu na metr kwadratowy w stosunku do gruntów (podstawę stanowi powierzchnia całkowita) i budynków (tu podstawę stanowi powierzchnia użytkowa), natomiast w przypadku budowli podatek ma charakter katastralny i wynosi do 2% wartości księgowej brutto. Ustawa podatkowa określa maksymalne stawki podatku od nieruchomości we wszystkich trzech kategoriach, natomiast jednostki samorządowe mogą ustalać stawki indywidualnie na swoim obszarze, przy czym nie mogą być one wyższe od ustawowych.

Podatek od budowli jest szczególnie istotny w wypadku farm wiatrowych, gdyż stanowi znaczące obciążenie rachunku kosztów. Do budowli zalicza się m.in. drogi i place, fundamenty, wieże, transformatory czy kable energetyczne, mające znaczny udział w łącznej wartości inwestycji. Zgodnie z ukształtowanym stanowiskiem, w przypadku elektrowni wiatrowych na lądzie, opodatkowaniu podatkiem od nieruchomości podlegają wyłącznie części budowlane elektrowni wiatrowych, czyli fundament z pierścieniem oraz wieża. Pozostałe elementy turbosespołu podlegają na ogół wyłączeniu z opodatkowania tym podatkiem. Zaznaczenia wymagają fakt, że w 2017 r. doszło do tymczasowej zmiany zasad rozliczania podatku od nieruchomości i objęcia opodatkowaniem całej wartości elektrowni wiatrowej. Z początkiem 2018 r. pierwotne brzmienie przepisów zostało jednak przywrócone i obowiązuje do dziś. W praktyce występują widoczne różnice w efektywnym obciążeniu farm

The median total investment value, i.e. the price paid plus CAPEX, per 1 MW of installed capacity was PLN 8.2 million. This value is similar to, but slightly higher than the CAPEX estimated by us for greenfield wind farms. This is related, among others, to the time value of money, the premium for the work connected with finding land, organising the project in the pre-development phase and obtaining permits, as well as the fact that some transactions include intangible assets not disclosed in the balance sheet, such as know-how, commercial contracts, business contacts or knowledge of the local market (including local authorities).

Selected tax issues

10.1. Property tax

Subject of taxation

The main tax burden on a wind energy producer, in addition to income tax, is property tax. Land, buildings or parts thereof and structures or parts thereof connected with conducting business activity are subject to property tax. The tax amount depends on the subject of taxation. The tax base is: for land – the total area, for buildings or their parts – the usable area, and for structures – the gross book value. The tax rate is expressed per square meter for land (based on the total area) and for buildings (based on the usable area), while for structures the tax is of a cadastral nature and amounts to 2% of the gross book value. The Tax Act sets maximum property tax rates in all three categories, while local authorities may set rates individually in their areas, but they cannot be higher than the statutory rates.

The tax on structures is particularly important in the case of wind farms, as it can be a significant position on the list of expenses. The following may be classified as structures: roads and squares, foundations, towers, transformers or power cables, often constituting a significant part of the investment value. In accordance with the established practice, only the structural parts of wind power plants, i.e. the foundation with the ring and the tower, are subject to real estate tax. Other components of the turbine unit are excluded from this tax. It is important to note that in 2017, there was a temporary change in the property tax accounting rules and almost the entire value of the wind turbine was subject to taxation. However, as of early 2018, the original wording was restored and remains in effect today. In practice, there are noticeable differences in the effective property tax on wind farms. These are mainly due to technological differences

podatkiem od nieruchomości. Wynikają one głównie z różnic technologicznych w zakresie konstrukcji i montażu wieży, a niekiedy także ze zróżnicowanych metod segregacji kosztów inwestycyjnych na etapie oddawania projektu do eksploatacji. W większości przypadków wartość budowlana (fundament z pierścieniem i wieżą) wynosi nie więcej niż 30% wartości elektrowni wiatrowej, niemniej np. w przypadku niestandardowej konstrukcji fundamentów wynikającej ze szczególnych warunków geologicznych, albo specjalistycznych rozwiązań konstrukcyjno-użytkowych wież, udział wartości części budowlanych w całości może osiągać znacznie wyższe wartości.

Podatnik

Z perspektywy ustalenia podmiotu opodatkowania (podatnika) istotne jest określenie statusu prawnowłasnościowego farmy wiatrowej. Zasadniczo podatnikiem podatku od nieruchomości jest właściciel nieruchomości. Zgodnie z literalnym brzmieniem przepisów regulujących zobowiązania z tytułu podatku od nieruchomości, w przypadku elektrowni wiatrowej, która znajduje się na cudzym gruncie użytkowanym przez inwestora na mocy zawartej umowy cywilnej (co stanowi ogromną większość przypadków), obowiązek podatkowy z tytułu podatku od nieruchomości ciążyłby na właścicielu gruntu. W praktyce jednak najczęściej to inwestorzy ponoszą ciężar podatku od nieruchomości, wskazując, iż instalacje elektrowni wiatrowej wchodzą w skład ich przedsiębiorstwa i nie należą do części składowych nieruchomości gruntowych. Podkreśla się niekiedy, że połączenie instalacji z gruntem ma charakter połączenia dla tzw. przemijającego użytku, a przez to nietrwały, a zatem nieskutkujący cywilnoprawnym połączeniem własności części budowlanych elektrowni wiatrowej z własnością gruntu. W takim przypadku podatnikiem podatku od nieruchomości pozostałby właściciel instalacji OZE, a nie właściciel gruntu. Należy jednak wskazać, że interpretacja tego rodzaju budzi wątpliwości i bywa przedmiotem sporów. W rezultacie może dojść do uznania, że właściciel gruntu nie jest formalnie uwolniony od zobowiązań w podatku od nieruchomości powstałych z tytułu posadowienia na nim instalacji wiatrowej. Dotyczy to zwłaszcza gruntu (najczęściej rolnego) zajętego na prowadzenie działalności gospodarczej elektrowni.

Jako że organem podatkowym w zakresie podatku od nieruchomości są gminy, na których terenie sytuowane są elektrownie wiatrowe, tak długo jak zobowiązania podatkowe są regulowane przez właściciela farmy wiatrowej, kwestia wątpliwości podmiotowych w praktyce rzadko stanowi przedmiot sporu. Zaleca się jednak indywidualną analizę tego obszaru, ponieważ spełnienie obowiązku podatkowego przez podmiot niezobowiązany nie prowadzi do jego wygaśnięcia po stronie podatnika, co może prowadzić do negatywnych konsekwencji dla podatnika nawet w braku zaległych wpływów podatku po stronie gminy.

in tower construction and assembly, and sometimes also due to different methods of segregating investment costs at the commissioning stage of the project. In the majority of cases the construction value (foundation with the ring and the tower) does not exceed 30% of the value of a wind power plant, however, e.g. in case of non-standard construction of foundations resulting from special geological conditions or specialized structural and utility solutions of towers, the share of the value of construction parts in the total value may reach much higher values.

Taxpayer

From the perspective of determining the taxpayer, it is important to determine the legal and ownership status of the wind farm. In principle, the payer of the property tax is the owner of the property. Pursuant to the literal wording of the provisions governing property tax liabilities, in the case of a wind power plant located on someone else's land used by the investor under a civil contract (which is the vast majority of cases), the property tax liability would fall on the owner of the land. In practice, however, it is most often the investor who pays the property tax, indicating that the wind turbine installations are part of their enterprise and do not belong to the components of the land property. It is often emphasized that the connection of the installation with the land has the nature of a connection for the so-called transitory use, and is thus impermanent and does not result in a civil-legal connection of the ownership of the building parts of the wind power plant with the ownership of the land. However, it should be pointed out that such interpretation raises doubts and is sometimes the subject of disputes. As a result, it may be concluded that the owner of the land is not formally released from the property tax obligations arising from the wind turbine installation. This particularly relates to land (usually agricultural land) used for the business activity of a wind power plant.

Due to the fact that the authority competent with respect to property tax is the commune (Pol. *gmina*) where the wind turbines are located, and as long as the tax liabilities are paid, this issue is generally not the subject of dispute. It is, however, recommended to analyze this area case by case, as the fulfillment of a tax obligation by an unobligated entity does not lead to its termination on the part of the taxpayer, which may lead to negative consequences for the taxpayer even in the absence of outstanding tax revenues on the part of the commune.

10.2. Amortyzacja elektrowni wiatrowych

Stawki amortyzacyjne

Wydatki poniesione na budowę farmy wiatrowej podlegają zaliczeniu do kosztów podatkowych poprzez odpisy amortyzacyjne. W Polsce obszar amortyzacji podatkowej ma znaczenie o tyle szczególne, że system prawa podatkowego wymusza na przedsiębiorstwach, i to niezależnie od sektora gospodarki, prowadzenie odrębnych tabel amortyzacyjnych dla celów podatkowych i bilansowych. Stawki amortyzacji podatkowej są ograniczone ustawowo. Z kolei normy prawa bilansowego, choć nierzadko dopuszczają stosowanie stawek podatkowych także dla celów rachunkowych, to równie często nie dają takiej możliwości, zwłaszcza gdy ich przyjęcie powodowałoby nadmierne wydłużenie amortyzacji ponad okres przewidywanego użytkowania składnika majątku. W efekcie amortyzacja podatkowa i rachunkowa to często 2 oddzielne systemy rozliczeniowe, co dotyczy także sektora energetyki wiatrowej.

Mimo iż aktualny stan regulacji podatkowych nie nastrocza istotnych wątpliwości interpretacyjnych, w przeszłości spierano się, 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 odpowiednie stawki amortyzacyjne. To drugie podejście należy dziś uznać za dominujące i ugruntowane w praktyce. Z łącznych nakładów inwestycyjnych instalacji wyodrębnia się poszczególne elementy i amortyzuje odpowiednimi stawkami. I tak, wieże, platformy oraz fundamenty elektrowni wiatrowych klasyfikuje się w grupie 201 Klasyfikacji Środków Trwałych (KŚT) jako „budowle na terenach elektrowni wiatrowych” i amortyzuje stawką 4,5%. Części techniczne zaliczane są do grupy 346 KŚT („zespoły prądotwórcze wiatrowe”), a ich amortyzacja powinna przebiegać według metody liniowej stawką 7% lub degresywniej z zastosowaniem współczynnika 2,0 (stawka 14%). Kolejnym środkiem trwałym, istotnym z perspektywy amortyzacji elektrowni wiatrowych, są kable energetyczne SN, WN oraz przyłącze do sieci. Zgodnie z wykształconą praktyką środki te zalicza się do grupy 2 KŚT (KŚT 211), a dla ich amortyzacji zastosowanie znajduje stawka liniowa 10%. Warto jednak wskazać, iż zgodnie z załącznikiem do ustawy o podatku dochodowym od osób prawnych stawka 10% jest przeznaczona dla środków z grupy KŚT 211, ale wyłącznie tych pod nazwą „Przewody sieci technologicznych wewnątrzzakładowych”. W pozostałych przypadkach zastosowanie znajduje stawka 4,5%. Ostateczna kwalifikacja inwestycji w przyłącze do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej OSD/OSP zależy od wielu zmiennych, w tym szczegółowych uzgodnień projektowych, punktu przyłączenia, czyli granicy własności między infrastrukturą inwestora i operatora, sposobu rozliczenia inwestycji uzgodnionego z operatorem itd. W zakresie amortyzacji dróg dojazdowych i technicznych (KŚT 220) przyjmuje się stawkę amortyzacji liniowej 4,5%. Oprócz wymienionych powyżej elementów inwestycji w praktyce występuje jeszcze wiele innych (rozdzielnie, oświetlenie, ogrodzenia, inne urzą-

10.2. Depreciation of wind farms

Depreciation rates

Expenses incurred for the construction of a wind farm are tax deductible in the form of depreciation write-offs. In Poland, the area of tax depreciation is particularly important because the tax law system in practice forces companies, regardless of the sector they operate in, to maintain separate depreciation tables for tax and balance sheet purposes. Tax depreciation rates are limited by the maximum annual rates set by the act. On the other hand, the balance sheet law standards, particularly international ones (e.g. IFRS), sometimes allow tax rates to be used for accounting purposes as well. However, this is often not possible, especially when using them would cause depreciation to extend excessively beyond the actual, expected useful life of the asset. As a result, tax and accounting depreciation are often two independent entities. This applies to the wind energy sector as well.

Although the current state of tax regulations does not give rise to significant interpretation doubts, in the past it was disputed whether for depreciation purposes a wind turbine should be treated as a whole or whether it should be divided into a building part and a non-building part (as for real estate tax purposes) and the appropriate depreciation rates should be applied to the separated parts. The latter approach should be regarded as dominant and well-established in practice. Out of the total investment outlays of the installation, individual elements are separated and depreciated at appropriate rates. Thus, towers, platforms and foundations of wind power plants are classified in group 201 of the Fixed Assets Classification (KŚT) as “structures on the area of wind power plants” and depreciated at the rate of 4.5%. Technical parts are classified in group 346 of KŚT (“wind power generating sets”) and they should be depreciated according to the linear method at the rate of 7% or degressively with the application of the coefficient of 2.0 (rate of 14%). Another fixed asset, important from the perspective of depreciation of wind power plants, are MV and HV power cables and connection to the grid. In accordance with the established practice, these assets are included in group 2 of the KŚT (KŚT 211), and for their depreciation the linear rate of 10% is applicable. It is worth pointing out, however, that in accordance with the appendix to the Corporate Income Tax Act, the 10% rate is intended for assets from group KŚT 211, but only those under the name “Company internal technological network cables”. In other cases the rate of 4.5% is applied. The final qualification of the investment in the connection to the distribution or transmission network of DSO/TSO depends on many variables, including detailed design arrangements, the point of connection, i.e. the property boundary between the investor's and the operator's infrastructure, the method of accounting for the investment agreed with the operator, etc. As regards depreciation of access roads and technical roads (KŚT 220), the linear depreciation rate of 4.5% is applied. In addition to the above-mentioned elements of a project, in practice there are many more (switching stations, lighting,

dzenia, kanalizacje kablowe itp.), które wymagają dokonania indywidualnej klasyfikacji i ustalenia właściwej stawki amortyzacji dla celów podatkowych. Należy zaznaczyć, iż organ podatkowy nie jest uprawniony do dokonywania klasyfikacji środków trwałych do odpowiedniej grupy. Klasyfikacji tej powinien dokonać sam podatnik, który w wypadku wątpliwości może korzystać z pomocy właściwego organu statystycznego (GUS). Uzyskanie potwierdzenia grupowania KŚT od organu statystycznego uznaje się za rozstrzygające w przedmiocie ustalenia właściwej stawki amortyzacyjnej.

Ustalenie wartości początkowej

Wartość początkową dla celów amortyzacji podatkowej ustala się na podstawie ceny nabycia lub kosztu wytworzenia środka trwałego. O ile ustawa o CIT zawiera definicję kosztu wytworzenia, o tyle 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 użytkowania zwiększają jego wartość początkową. Do kosztu wytworzenia nie zalicza się kosztów ogólnych zarządu, kosztów sprzedaży oraz pozostałych kosztów operacyjnych i kosztów operacji finansowych, z wyłączeniem odsetek od pożyczek (kredytów) i prowizji naliczonych do dnia przekazania środka trwałego do użytkowania.

Należy podkreślić, że różnice w systematyce prawa podatkowego i bilansowego w Polsce często prowadzą do konieczności przyjęcia innych wartości początkowej dla amortyzacji podatkowej i księgowej. Wynika to w największym stopniu z różnic w rozpoznawaniu kosztów finansowych (odsetek i różnic kursowych) w obu tych systemach. Praktyka wskazuje, że najczęstsze błędy przy kwalifikacji wydatków inwestycyjnych 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, a także wspomnianych już różnic kursowych i kosztów finansowania inwestycji.

10.3. VAT przy dostawie z montażem od zagranicznego przedsiębiorcy

Przedsiębiorca, który nabywa od zagranicznego kontrahenta (niezarejestrowanego w Polsce na VAT) turbiny wiatrowe wraz z ich montażem ma obowiązek opodatkowania takiej transakcji. Miejscem opodatkowania dostawy towarów, które są instalowane lub montowane przez dokonującego dostawy lub przez podmiot działający na jego rzecz, jest miejsce montażu. W praktyce należy zawsze zweryfikować, czy zagraniczny dostawca zarejestrował się jako podatnik VAT w Polsce lub był do tego zobowiązany w związku z powstaniem tzw. stałego miejsca prowadzenia działalności gospodarczej 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

fencing, other equipment, cable ducts, etc.) that require individual classification and determination of the appropriate depreciation rate for tax purposes. It should be noted that the tax authority is not authorized to classify fixed assets to the appropriate group. This classification should be done by the taxpayer himself who, in case of doubt, may use the assistance of the competent statistical authority (GUS). Obtaining confirmation from the statistical authority on the fixed asset class is considered to be conclusive for the purpose of determining the appropriate depreciation rate.

Determining initial value

The initial value for depreciation purposes is determined based on the purchase price or production cost of the fixed asset. While the CIT Act contains a definition of production cost, the expenses indicated therein are not a closed list. The general rule is that costs related to the acquisition or production incurred before the date of putting the fixed asset into use increase its initial value. The production cost does not include general administrative expenses, selling costs and other operating expenses and costs of financial operations, except for interest on loans and commissions accrued until the date of handing over the fixed asset for use.

It should be emphasized that the differences in the tax and balance sheet laws in Poland often lead to the need to adopt different initial values for tax and accounting depreciation. This is mainly due to the differences in the recognition of financial costs (interest and exchange rate differences) in both systems. Practice shows that the most common errors in classifying investment expenditures relate to: connection fees, lease rents, fees associated with changing the use of land and its exclusion from agricultural production, costs of establishing transmission easement, remuneration for consulting services, as well as the already mentioned exchange rate differences and project financing costs.

10.3. VAT in case of delivery with assembly from foreign businesses

An entrepreneur who purchases wind turbines including their installation from a foreign contractor (not registered in Poland for VAT purpose) is obliged to pay tax on such a transaction. The taxation of such delivery of goods, which are installed or assembled by the person making the delivery or by an entity acting on their behalf – is the place where these goods are installed or assembled. In practice, it should always be verified whether the foreign supplier has not registered as a VAT taxpayer in Poland or whether it was not obliged to do so in connection with the establishment of a permanent place of business in Poland. In this case, the supplier of the turbine should tax the transaction with VAT and document it with a Polish VAT invoice, while the buyer would be entitled to deduct the tax indicated on the invoice.

razie obowiązek rozliczenia VAT spoczywa na nabywcy na zasadzie tzw. odwróconego obciążenia (reverse charge).

10.4. cPPA – opodatkowanie na gruncie VAT

Długoterminowe umowy zakupu energii elektrycznej wytwarzanej z wiatru zawierane bezpośrednio między wytwórcą energii a odbiorcą końcowym (ang. *corporate power purchase agreements – umowy cPPA*) stanowią atrakcyjne narzędzie umożliwiające optymalizację zakupu czystej energii przez duże podmioty. Mimo ogromnego potencjału dla zastosowania tej formy kontraktu jako alternatywy dla kontraktów aukcyjnych lub innych rodzajów PPA mogących stanowić zabezpieczenie kredytu inwestycyjnego, korzystanie z umów cPPA napotyka wiele trudności omówionych w tym raporcie, w tym także na wątpliwości natury podatkowej. Jako przykład warto wskazać problem w zakresie kwalifikacji wirtualnej umowy sprzedaży energii elektrycznej (ang. *virtual power purchase agreements – vPPA*) w oparciu o strukturę kontraktu różnicowego (czyli takiego, w którym nie dochodzi do fizycznej dostawy energii pomiędzy stronami kontraktu, a jedynie rozliczenia różnic pomiędzy ceną zakontraktowaną a aktualną ceną rynkową) z perspektywy przepisów ustawy o VAT. W świetle dominującej obecnie praktyki organów podatkowych umowa vPPA stanowi świadczenie usług związanych z instrumentami finansowymi, a nie dostawą energii, w związku z czym korzysta ze zwolnienia przedmiotowego z VAT. Polskie prawo o VAT nie reguluje jednak np. sytuacji, gdy wytwórca energii jest zobowiązany do zapłaty na rzecz nabywcy miesięcznej kwoty rozliczeniowej, gdy w odniesieniu do zakontraktowanej energii cena rynkowa okaże się niższa i czy w związku z tym nabywca świadczy na rzecz wytwórcy usługę objętą przepisami o VAT, czy też znajdująca się poza ich zakresem.

10.5. Podatek akcyzowy w kontraktach cPPA

Kolejnym ograniczeniem dla wykorzystania pełnego potencjału umów cPPA dla nowych instalacji OZE są obowiązki w zakresie podatku akcyzowego. Zgodnie z obowiązującymi przepisami, sprzedaż energii elektrycznej na rzecz nabywcy końcowego stanowi przedmiot opodatkowania akcyzą. Zatem wytwórca energii, który dokonuje sprzedaży na rzecz przedsiębiorcy, który nie posiada koncesji na wytwarzanie, przesyłanie, dystrybucję lub obrót energią elektryczną zobowiązany jest do zapłaty akcyzy w terminie do 25. dnia miesiąca następującego po miesiącu, w którym dokonano rozliczenia różnicowego za dany okres. Stawka wynosi 5 PLN/MWh. Jednocześnie obowiązek akcyzowy nie występuje w standardowym modelu tj. przy sprzedaży energii na rzecz podmiotu posiadającego taką koncesję (np. spółki obrotu) – w takim przypadku obowiązek akcyzowy zasadniczo przechodzi na ten podmiot.

Wprawdzie przepisy przewidują zwolnienie z akcyzy dla energii elektrycznej wytwarzanej w OZE, jednak dotyczy to tylko starszych instalacji. Zwolnienie z akcyzy energii elektrycznej jest możliwe wyłącznie na podstawie dokumentu potwierdzającego umorzenie świadectwa pochodzenia

Otherwise, the obligation to account for VAT rests with the purchaser under the reverse charge mechanism.

10.4. cPPAs – VAT taxation

Long-term corporate power purchase agreements (cPPAs) are an attractive tool for large entities to optimize the purchase of clean energy. Despite the great potential for using this form of contract as an alternative to auction contracts or other types of PPAs that can serve as collateral for an investment loan, the use of cPPAs faces many challenges discussed in this report, including tax concerns. As an example it is worth pointing to the problem of qualification of a virtual power purchase agreement (vPPA) based on the structure of a contract for difference (i.e. one in which there is no physical delivery of Energy between the contracting parties but only a settlement of the differences between the contracted price and the current market price) from the perspective of the VAT Act. In the light of the current practice of the tax authorities, the vPPA constitutes the provision of services related to financial instruments and not the supply of Energy, and therefore it is VAT exempt. The Polish VAT law does not regulate, for example, the situation in which an Energy producer is obliged to pay a monthly settlement amount to the buyer, if the market price of the contracted Energy turns out to be lower; the question is therefore whether the buyer is rendering a service to the producer that is covered by the VAT law or is out outside its scope.

10.5. Excise tax in cPPAs

Another constraint for using the full potential of cPPAs for new RES installations is the excise duty obligations. According to the current legislation, the sale of electricity to an end user is subject to excise duty. Therefore, an energy producer who sells electricity to an entrepreneur who does not have a concession for generation, transmission, distribution or trading of electricity is required to pay excise duty by the 25th day of the month following the month in which the differential settlement was made for a given period. The rate is 5 PLN/MWh. At the same time, the excise duty does not occur in the standard model, i.e. when energy is sold to an entity holding such a license (e.g. a trading company) – in such a case the excise duty is generally transferred to this entity.

Although the law provides for an exemption from excise tax for electricity generated from RES, it only applies to older projects. Exemption from excise duty on electricity is only possible on the basis of a document confirming the redemption of an energy certificate of origin (under the

energii (w ramach poprzedniego systemu wsparcia), te zaś nie są już wydawane dla instalacji, w których energia została wytworzona po raz pierwszy po 1 lipca 2016 r.

10.6. Zarządzanie ryzykiem podatkowym

Projekty wiatrowe są na ogół realizowane w spółkach celowych (ang. special purpose vehicle – SPV), których udziały stają się następnie przedmiotem obrotu, np. w procesie pozyskiwania inwestora. Taka sytuacja implikuje wiele zagadnień i ryzyk podatkowych. Jednym z nich jest kwestia finansowania poszczególnych etapów inwestycji długim, gdzie w przypadku finansowania przez udziałowców kluczowe są regulacje dotyczące cen transferowych czy ograniczeń w rozliczaniu kosztów finansowania, a w przypadku zagranicznych inwestorów również problematyka rezydencji podatkowej i podatku źródłowego. Ponadto SPV najczęściej korzysta z usług zewnętrznych, w tym także niematerialnych (doradczych) świadczonych przez podmioty z nią powiązane, co wiąże się ze szczególnymi obowiązkami w zakresie dokumentacji ich wykonania. 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 (ang. due diligence).

Dodatkowo, w przypadku transakcji na udziałach w SPV będącej właścicielem działającej elektrowni wiatrowej, gdy podmiotem sprzedającym jest podmiot zagraniczny (także gdy taki udział w SPV jest pośredni), zastosowanie może znaleźć tzw. klauzula nieruchomościowa w odpowiedniej umowie o unikaniu podwójnego opodatkowania zawartej między Polską a państwem rezydencji sprzedawcy. Klauzula nieruchomościowa może stanowić podstawę prawną do stwierdzenia obowiązku opodatkowania w Polsce dochodu ze zbycia udziałów w SPV. Kluczowe w takim przypadku będzie ustalenie, czy majątek takiej SPV składa się w głównej mierze z nieruchomości oraz weryfikacja właściwych przepisów umów o unikaniu podwójnego opodatkowania. Gdyby taka sytuacja miała miejsce, SPV stanie się ponadto płatnikiem podatku dochodowego (nowy obowiązek wprowadzony w 2021 r.) od zysków kapitałowych osiągniętych z tej transakcji przez udziałowca (bezpośredniego lub pośredniego).

11 Prognozy rozwoju sektora, w tym rozwój krajowego łańcucha dostaw

Unijna polityka klimatyczna oraz potrzeba uzyskania suwerenności energetycznej po napaści Rosji na Ukrainę 24 lutego 2022 r. sprawiają, że przed sektorem lądowej energetyki wiatrowej w Polsce rysują się perspektywy przyszłego dynamicznego rozwoju, o ile usunięte zostaną bariery

previous support system), and these are no longer issued for projects in which energy was first generated after July 1, 2016.

10.6. Tax risk management

Wind projects are generally developed through special purpose vehicles (SPVs), whose shares are then traded, e.g. during the process of finding the investor. This procedure implies many issues and tax risks. One of the latter is the issue of debt financing of individual stages of investment, where the key issues in the case of shareholder financing are transfer pricing regulations or restrictions on the settlement of financing costs, or cases involving foreign investors where the issues of tax residence and withholding tax also come to play. Moreover, a SPV usually uses services, including intangible (consulting) services, offered by related entities, which involves specific obligations with regard to documenting their performance. It is also advisable to exercise due diligence in determining the terms of the transaction and avoiding services rendered partially or entirely free of charge, as they create material risk for both parties. Since the SPV and its management, and to some extent its shareholders, are liable for historical tax arrears, an investor should conduct due diligence on potential tax risks and their impact on the value of the project before acquiring shares in the SPV.

In addition, in case of transactions involving shares in an SPV owning an operating wind farm, when the seller is a foreign entity (also when that share in the SPV is indirect), the real property clause in the relevant double tax treaty concluded between Poland and the seller's country of residence may be applicable. The property clause may provide a legal basis for establishing the obligation to tax the income from the disposal of shares in the SPV in Poland. What will be crucial in such a case is to determine whether the assets of such SPV consist mainly of properties and to verify relevant provisions of double tax treaties. Should such a situation occur, the SPV will, in addition, become a payer of income tax (a new obligation introduced in 2021) on the capital gains from the transaction earned by a shareholder (direct or indirect).

Sector development outlook, including domestic supply chain development

Due to EU climate policy and the need to achieve energy sovereignty after Russia invaded Ukraine on February 24, 2022, the onshore wind energy sector in Poland has good prospects of dynamic growth in the future, provided that barriers to the location of new wind turbines are removed,

związane z lokalizacją nowych turbin wiatrowych, tj. zliberalizowana zostanie zasada 10h. Już teraz energia produkowana przez wiatraki stawiane na lądzie jest najtańszą energią dostępną dla polskich konsumentów. Rozwój sektora lądowej energetyki wiatrowej będzie więc wynikał zarówno z rachunku ekonomicznego, potrzeb transformacji energetycznej w kierunku gospodarki zeroemisyjnej, polityki państwa mającej na celu uniezależnienie się od dostaw rosyjskich surowców energetycznych, a także oczekiwań konsumentów, dla których coraz większą rolę będzie miał ślad węglowy konsumowanych produktów, co stanowi dodatkową motywację dla firm do dokonywania oddolnego „zazieleniania” łańcuchów dostaw.

Próba ilościowej oceny wpływu rozwoju sektora lądowej energetyki wiatrowej na PKB, rynek pracy i zakłady produkcyjne w perspektywie do 2030 r. została przedstawiona w raporcie Instytutu Jagiellońskiego (przygotowanym we współpracy z Polskim Stowarzyszeniem Energetyki Wiatrowej) pt. „Diagnoza obecnej sytuacji i potencjału krajowego łańcucha dostaw dla lądowej energetyki wiatrowej w Polsce” z listopada 2021 r. W zależności od scenariusza, rozwój lądowej energetyki wiatrowej w Polsce w oparciu o krajowych dostawców (tzw. local content) może przyczynić się do powstania od 50 000 do 97 000 nowych miejsc pracy. W tym kontekście warto nadmienić, że obecne zatrudnienie w sektorze energetyki węglowej wynosi poniżej 80 000 miejsc pracy. W efekcie rozwój energetyki wiatrowej (gdzie należy doliczyć także perspektywy rozwoju sektora offshore) może w całości pokryć zapotrzebowanie na miejsca pracy pojawiające się w efekcie postępującej transformacji energetycznej. Wymiar społeczny jest kluczowy dla zwiększenia poparcia dla transformacji energetycznej, a zatem tworzenie nowych, dobrze płatnych miejsc pracy może mieć decydujące znaczenie w tym procesie. Ponadto rozwój lądowej energetyki wiatrowej w oparciu o local content może zapewnić od 70 do 133 miliardów PLN całkowitego, szacunkowego i skumulowanego przyrostu PKB w perspektywie do 2030 r. Portfel zamówień na produkty i usługi w łańcuchu dostaw w tym samym horyzoncie czasowym został oszacowany na 80 miliardów PLN. Co istotne, na rozwoju lądowej energetyki wiatrowej zyskają również lokalne samorządy, które jedynie z tytułu dodatkowych wpływów z podatku od nieruchomości zyskają od 490 do 935 milionów PLN do 2030 r.

Poziom local content w krajowym łańcuchu dostaw dla lądowych farm wiatrowych ocenia się obecnie na 55–60%, a szacunki wskazują że w ciągu najbliższych 10 lat możliwe jest osiągnięcie 75%. Odblokowanie rozwoju lądowej energetyki wiatrowej wytworzy silny impuls wzrostu krajowego przemysłu i branży usługowo-instalacyjnej. Należy mieć na uwadze także prawdopodobny efekt synergii, wynikający z faktu, że znaczna część firm będzie mogła brać także udział w rozbudowie morskich farm wiatrowych. Rozwój lądowej energetyki wiatrowej w oparciu o krajowych dostawców przełoży się ponadto na wzmocnienie sektorów stalowego, odlewniczego i konstrukcyjnego czyli tradycyjnych sektorów przemysłowych polskiej gospodarki.

i.e. the 10H Rule is liberalised. In fact energy generated by onshore wind turbines is already the cheapest energy available to Polish consumers. Therefore, the development of the onshore wind energy sector will be driven by the economic calculation, the needs of the energy transformation towards a zero-emission economy, the state policy aiming at becoming independent from the Russian energy supplies, as well as the expectations of consumers, for whom the carbon footprint of consumed goods will play an increasingly important role, which is an additional incentive for companies to perform bottom-up "greening" of supply chains.

An attempt to make a quantitative assessment of the impact of the onshore wind energy sector development on GDP, labor market and production facilities in the 2030 perspective was made in the report of the Jagiellonian Institute (prepared in cooperation with the Polish Wind Energy Association) entitled "Diagnosis of the current situation and potential of the onshore energy supply chain in Poland" of November 2021. Depending on the scenario, the development of onshore wind energy in Poland based on national suppliers (so-called local content) may generate between 50,000 and 97,000 new jobs. In this context it is worth mentioning that the current employment in the coal energy sector is less than 80,000 jobs. Hence, the wind energy development (where also the prospects of the offshore sector development must be included) may fully cover the demand for jobs arising as a result of the progressing energy transformation. The social dimension is the key to increasing support for the energy transition, and thus the creation of new, well-paid jobs may be decisive in this process. In addition, the development of onshore energy based on local content can provide between 70 billion and 133 billion PLN of total estimated and cumulative GDP growth in the run up to 2030. The portfolio of orders for products and services in the supply chain in the aforementioned time horizon was estimated at PLN 80 billion. Importantly, the development of onshore wind energy will also benefit local governments, which will gain between PLN 490 and 935 million by 2030 from additional revenues from property taxes alone.

The share of local content in the domestic onshore wind supply chain is currently estimated at 55–60%, and estimates suggest that it could reach 75% within next 10 years. Unlocking the development of onshore wind energy will therefore drive the growth of the domestic industry and the service and installation. One should also take into account the probable synergy effect resulting from the fact that a large part of those companies will be able to participate in the development of offshore wind farms. The development of onshore wind energy based on domestic suppliers probably translate into the strengthening of the steel, foundry and construction sectors, i.e. traditional industrial sectors of the Polish economy.



4

**Focus: Offshore (wybrane,
najbardziej aktualne kwestie)**

**Focus: Offshore (selected,
most up-to-date issues)**

1 Potencjał Morskiej Energetyki Wiatrowej (MEW) w Europie i Polsce

Global Wind Energy Council (GWEC) przewiduje, że w 2030 r. moc zainstalowana morskich farm wiatrowych na świecie może wynieść nawet 270 GW, natomiast w 2050 r. – do 2000 GW. Około 40% (760 GW) tej mocy do 2050 r. ma zostać zainstalowane w Azji, a u obecnego lidera – w Europie – ok. 32% (640 GW; kolejne 18% w Ameryce Północnej, 6% w Ameryce Łacińskiej, 4% w rejonie Pacyfiku i 2% w Afryce i na Bliskim Wschodzie)⁷¹. Komisja Europejska wskazuje natomiast, że moc zainstalowana morskich farm wiatrowych w Europie może wynieść 60 GW do 2030 r. i 300 GW do 205 r.⁷² KE utrzymuje, że osiągnięcie tych celów przyniosłoby wymierne korzyści i przysłużyło się transformacji sektora energetycznego w Europie, przyczyniając się do odbudowy gospodarczej po pandemii COVID-19. Dzięki tak dużemu potencjałowi technologia farm wiatrowych na morzu stała się jednym z filarów i zarazem jednym z celów strategicznych Europejskiego Zielonego Ładu.

Z kolei zgodnie z danymi WindEurope, moc farm wiatrowych obecnie zainstalowanych na morzu w Europie wynosi 28,3 GW⁷³ (stan na 31 grudnia 2021 r.), co czyni Europę światowym liderem w zakresie rozwoju morskiej energetyki wiatrowej. Zdaniem WindEurope, w Europie do 2030 r. może zostać zainstalowanych ok. 70 GW nowych mocy w morskich farmach wiatrowych (dane dla scenariusza centralnego, w scenariuszu wysokim – 99 GW, a w niskim – 49 GW)⁷⁴.

W perspektywie ambitnych, europejskich planów Polska posiada ogromny potencjał morskiej energetyki wiatrowej, wynikający m.in. z dobrych warunków naturalnych, jakie panują na Morzu Bałtyckim. Akwen ten charakteryzuje się dobrymi warunkami meteorologicznymi, związanymi ze sprzyjającymi warunkami wiatru (wiatry niezbyt silne, ale relatywnie stałe), stosunkowo niewielkim zasoleniem i niewielką głębokością. Potencjał Morza Bałtyckiego szacowany jest na poziomie 93 GW do 2050 r., co oznaczałoby produkcję energii elektrycznej na poziomie ok. 325 TWh rocznie (porównując – w 2021 r. krajowe zużycie energii elektrycznej brutto w Polsce wyniosło ok. 174,4 TWh). Polska ma więc szansę zostać liderem w rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w rejonie Morza Bałtyckiego. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej wskazuje, że w 2030 r. moc morskich elektrowni wiatrowych na polskich obszarach morskich mogłaby wynieść ok. 6,3 GW, w 2040 r. – 12 GW, a w 2050 r. – nawet

⁷¹ Offshore Wind Resource Hub – Global Wind Energy Council (gwec.net) GLOBAL OFFSHORE WIND REPORT 2021, GWEC.

⁷² Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów: Strategia UE mająca na celu wykorzystanie potencjału energii z morskich źródeł odnawialnych na rzecz neutralnej dla klimatu przyszłości {SWD(2020) 273 final}, Bruksela, 19.11.2020 r. COM(2020) 741 final.

⁷³ Offshore wind in Europe – key trends and statistics 2021, WindEurope.

⁷⁴ Wind energy in Europe, Scenarios for 2030, WindEurope, 2017.

Potential of offshore wind energy in Europe and Poland

The Global Wind Energy Council (GWEC) predicts that in 2030 the installed capacity of offshore wind farms in the world could reach 270 GW, while in 2050 – up to 2000 GW. About 40% (760 GW) of that capacity is to be installed in Asia by 2050, with the current leader – Europe – accounting for about 32% (640 GW; another 18% in North America, 6% in Latin America, 4% in the Pacific region and 2% in Africa and the Middle East).⁷¹ The European Commission indicates that the installed capacity of offshore wind farms in Europe could reach 60 GW by 2030 and 300 GW by 2050.⁷² The EC maintains that achieving these targets would bring tangible benefits and serve the transformation of the energy sector in Europe, contributing to the economic recovery after the COVID-19 pandemic. Thanks to this great potential, the offshore wind farm technology has become one of the pillars and one of the strategic objectives of the European Green Deal.

In turn, according to WindEurope, the capacity of wind farms currently installed offshore in Europe amounts to 28.3 GW⁷³ (as of December 31, 2021), making Europe the world leader in offshore wind development. According to WindEurope, about 70 GW of new capacity may be installed in offshore wind farms in Europe by 2030 (data for the central scenario, 99 GW in the high scenario, 49 GW in the low scenario).⁷⁴

In the perspective of ambitious European plans, Poland has a huge potential for offshore wind energy, stemming from, among other things, good natural conditions in the Baltic Sea. This body of water is characterized by good meteorological conditions, associated with favorable wind conditions (winds not too strong, but relatively constant), relatively low salinity and shallow depth. The potential of the Baltic Sea is estimated at the level of 93 GW by 2050, which would mean the production of electricity at the level of approximately 325 TWh per year (by comparison – in 2021 the gross domestic electricity consumption in Poland was approximately 174.4 TWh). Poland has therefore a chance to become the leader in the development of offshore wind energy in the Baltic Sea region. The Polish Wind Energy Association (PSEW) indicates that in 2030 the capacity of offshore wind farms in Polish maritime areas could reach approx. 6.3 GW, in 2040 – 12 GW, and in 2050 even 28 GW.⁷⁵

⁷¹ Offshore Wind Resource Hub – Global Wind Energy Council (gwec.net) GLOBAL OFFSHORE WIND REPORT 2021, GWEC.

⁷² Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions: An EU strategy to tap the potential of marine renewables for a climate-neutral future {SWD(2020) 273 final}, Brussels, 19.11.2020. COM(2020) 741 final.

⁷³ Offshore wind in Europe – key trends and statistics 2021, WindEurope.

⁷⁴ Wind energy in Europe, Scenarios for 2030, WindEurope, 2017.

⁷⁵ Optimising the National Offshore Wind Energy Supply Chain Development in Poland. Warsaw 2021, report, PSEW, Polish Offshore Wind Energy Association, Jagiellonian Institute.

28 GW⁷⁵. Jednocześnie, pełna realizacja tej szansy wymaga podjęcia wielu działań o charakterze strategicznym, infrastrukturalnym i legislacyjnym.

Wdrożenie morskiej energetyki wiatrowej na polskim obszarze Morza Bałtyckiego stanowi projekt strategiczny, określony w ramach celu szczegółowego nr 6: „Rozwój odnawialnych źródeł energii” Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. Cele ilościowe PEP2040 zakładają wzrost udziału OZE we wszystkich sektorach i technologiach. W 2030 r. udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto ma wynieść min. 23%, w tym nie mniej niż 32% w elektroenergetyce, i ok. 40% w 2040 r., co ma zostać osiągnięte głównie dzięki rozwojowi energetyki wiatrowej oraz fotowoltaicznej. Szczególnie dużą rolę w osiągnięciu polskiego celu w zakresie udziału OZE ma odegrać morska energetyka wiatrowa. Polityka energetyczna zakłada potencjał morskiej energetyki wiatrowej na poziomie 5,9 GW mocy zainstalowanej w 2030 r. oraz na poziomie ok. 11 GW w 2040 r. Osiągnięcie wskazanych celów w zakresie morskich farm wiatrowych pozwoli na produkcję przez nie energii elektrycznej na poziomie ok. 24 TWh w 2030 r. i ok. 39,4 TWh w 2040 r.⁷⁶ Z uwagi na rosyjską agresję na Ukrainę celem polskiego rządu stało się uniezależnienie od dostaw paliw z Rosji, co wymaga aktualizacji polityki energetycznej Polski. Ze względu na ogromny potencjał morskiej energetyki wiatrowej można zakładać, że założone cele dla tej technologii zostaną zwiększone.

2 Ramy prawne rozwoju projektów offshore

2.1. Uwagi ogólne

Podstawowym aktem prawnym regulującym kwestie realizacji morskich farm wiatrowych (dalej: MFW) w polskich obszarach morskich jest ustawa z 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej⁷⁷ (dalej: UOM). Ten kluczowy akt wskazuje, że wznoszenie i wykorzystywanie MFW dopuszczalne jest tylko w Wyłącznej Strefie Ekonomicznej Polski oraz reguluje zasady, na podstawie których inwestorzy uzyskują pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń (dalej: Pozwolenie lub PSZW).

UOM określa także ogólne kryteria oceny wniosków o Pozwolenie stosowane, gdy wszczęte zostaje postępowanie rozstrzygające w wypadku złożenia wniosku pierwotnego oraz co najmniej jednego kompletnego wniosku konkurencyjnego dotyczącego tej samej lokalizacji przedsięwzięcia. Przepisy UOM uzupełnia w tym zakresie Rozporządzenie z 27 listopada 2021 r. w sprawie oceny wniosków w postępowaniu rozstrzy-

⁷⁵ Optymalizacja rozwoju krajowego łańcucha dostaw morskiej energetyki wiatrowej w Polsce. Warszawa 2021, raport, Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, Polskie Towarzystwo Morskiej Energetyki Wiatrowej, Instytut Jagielloński.

⁷⁶ Polityka energetyczna Polski do 2040 r. <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski>.

⁷⁷ Dz.U. z 2022 r., poz. 457.

At the same time, using this opportunity to the fullest requires undertaking many strategic, infrastructural and lawmaking actions.

Development of offshore wind energy in the Polish area of the Baltic Sea is a strategic project, defined within the framework of the specific objective no. 6: "Development of renewable energy sources" of the Poland's Energy Policy until 2040. The quantitative targets of PEP2040 assume an increase in the share of RES in all sectors and technologies. In 2030, the share of RES in gross final energy consumption is to be at least 23%, including no less than 32% in the power sector, and around 40% in 2040, which is to be achieved mainly through the development of wind and PV power generation. Offshore wind energy is expected to play a particularly important role in achieving Poland's RES target. The energy policy assumes the potential of offshore wind energy at the level of 5.9 GW of installed capacity in 2030 and at the level of about 11 GW in 2040. Reaching the indicated targets for offshore wind farms will allow them to generate electricity at the level of about 24 TWh in 2030 and about 39.4 TWh in 2040.⁷⁶ Due to the huge potential of offshore wind energy, it can be assumed that the targets for this technology will be increased. Due to Russian aggression against Ukraine, the goal of the Polish government is now to become independent from Russian fuel supplies, which requires an update of Poland's energy policy.

Legal framework for offshore project development

2.1. General notes

The key legal act, which regulates the development of offshore wind farms (hereinafter: OWF) in Polish maritime areas, is the act of March 21, 1991 on maritime areas of the Republic of Poland and maritime administration⁷⁷ (hereinafter: UOM). This key act indicates that the erection and exploitation of OWF is only allowed in the Polish Exclusive Economic Zone and regulates the principles, on the basis of which the investors obtain the Permit to erect and exploit artificial islands, structures and equipment (hereinafter: the Permit).

The UOM also specifies the general criteria for evaluating the Permit applications, which apply when the determination procedure is initiated in the case of submitting the original application and at least one complete competing application regarding the same location of the project. The provisions of the UOM are supplemented in this respect by the Ordinance of November 27, 2021 on the evaluation of applications in the determination procedure,⁷⁸ the provisions of which specify detailed sub-criteria for this evaluation and the principles of

⁷⁶ Poland's Energy Policy until 2040. <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski>.

⁷⁷ Journal of Laws 2022, item 457.

⁷⁸ Journal of Laws 2021, item 2203.

ACCIONA Energia jest największą na świecie firmą produkującą energię elektryczną wyłącznie ze źródeł odnawialnych, niemającą doświadczeń z paliwami kopalnianymi. Posiada ponad 11 GW mocy zainstalowanej i prowadzi działalność w 20 państwach. Jesteśmy jednym z najbardziej doświadczonych inwestorów w rozwijaniu wszystkich rodzajów technologii odnawialnych, w tym innowacyjnych – takich jak wodór, magazyny energii i pływające farmy fotowoltaiczne. Zaczęliśmy inwestować w energię odnawialną w czasie, gdy niewielu jeszcze wierzyło, że jest to przyszłość energetyki. Aktywnie działamy na polskim rynku energii odnawialnej, gdzie posiadamy i operujemy trzema lądowymi elektrowniami wiatrowymi; jednocześnie planując przy tym nowe projekty.



Andrzej Konarowski
Dyrektor Zarządzający, ACCIONA Energia Poland
Managing Director, ACCIONA Energia Poland

ACCIONA Energia jest przygotowana do dalszego inwestowania na polskim rynku energetyki wiatrowej. Wierzymy, że liberalizacja ustawy odległościowej pomoże przyspieszyć rozwój onshore w Polsce i umożliwić inwestorom stosowanie najnowszych, najbardziej wydajnych technologii. Energetyka lądowa wymaga dziś zdecydowanie pilniejszych zmian regulacyjnych niż sektor offshore, gdzie proces legislacyjny przebiega stosunkowo szybko i sprawnie.

W naszych planach inwestycyjnych na polskim rynku offshore zakładamy użycie najnowszych technologii, dzięki którym będziemy mogli minimalizować koszty budowy oraz zapewnić sprawną i szybką instalację fundamentów z turbinami. Rozważamy m.in. użycie rozwijanej przez nas razem z naszą siostrzaną spółką – Mostostalem Warszawa – technologii fundamentów grawitacyjnych. Opracowujemy ją specjalnie dla warunków głębokości i zafalowania Morza Bałtyckiego. Jej zastosowanie umożliwia składanie w porcie kompletnej turbiny offshore wraz z fundamentem i wirnikiem, a następnie przetransportowanie konstrukcji i zanurzenie jej w miejscu instalacji. Wykorzystanie tej technologii pozwoli również na maksymalizację local content w inwestycji.

Aby zapewnić odpowiednie zaplecze dla realizacji polskich projektów offshore, nawiązaliśmy współpracę ze szkocką firmą SSE Renewables, która ma bardzo duże doświadczenie w przygotowaniu, budowie i eksploatacji morskich farm wiatrowych. SSE Renewables buduje aktualnie m.in. największą farmę offshore na świecie – Dogger Bank na Morzu Północnym, o łącznej mocy zainstalowanej wynoszącej 3,6 GW. Chcemy wykorzystać uzupełniające się kompetencje obu firm w kolejnym etapie budowy krajowego sektora offshore. Staramy się o pozyskanie lokalizacji w Polskiej Wyłącznej Strefie Ekonomicznej Bałtyku. Jesteśmy przekonani, że wspólnie możemy odnieść sukces.

ACCIONA Energia is the world's largest company that produces electricity exclusively from renewable sources with no fossil legacy. It has over 11 GW of installed capacity and commercial operations in 20 countries. We are one of the most experienced investors in the development of all types of renewable technologies, including innovative ones – such as hydrogen, energy storage and floating solar farms. We have started investing in renewable energy sources at a time when only few believed that it was the future of energy sector and we are very active in Poland's renewable energy market, where we already own and locally operate three onshore wind generation assets alongside a development pipeline of new projects.

ACCIONA Energia is prepared to continue investing in the Polish wind energy market. We believe that the liberalization of the distance act will help accelerate the onshore development in Poland and enable investors to use the latest, most efficient technologies. Today, onshore energy requires much more urgent regulatory changes than the offshore sector, where the legislative process is relatively quick and efficient.

In our investment plans on the Polish offshore market, we assume the use of the latest technologies, thanks to which we will be able to minimize construction costs and ensure efficient and quick installation of foundations with turbines. For example, we are considering the use of the technology of gravity foundations, which we are developing together with our sister company – Mostostal Warszawa. We develop it especially for the depth and wave conditions of the Baltic Sea. Its use enables the assembly of a complete offshore turbine with the foundation and rotor in the port, and then transporting the structure and submerging it at the installation site. The use of this technology will also allow for the maximization of local content in the investment.

To provide adequate resources for the implementation of Polish offshore projects, we have established cooperation with the Scottish company SSE Renewables, which has extensive experience in the preparation, construction and operation of offshore wind farms. SSE Renewables is currently building, among others, the largest offshore farm in the world – Dogger Bank in the North Sea, with a total installed capacity of 3.6 GW. We want to use the complementary competences of both companies in the next stage of building the domestic offshore sector. We are trying to obtain a location in the Polish Exclusive Economic Zone of the Baltic Sea. We are convinced that we can be successful together.

gającym⁷⁸, którego przepisy określają szczegółowe podkryteria tej oceny oraz zasady punktacji i sposób wykazywania spełnienia poszczególnych podkryteriów przez inwestorów.

Przedsięwzięcie objęte wnioskiem o wydanie Pozwolenia musi pozostawać zgodne z przepisami rozporządzenia Rady Ministrów z 14 kwietnia 2021 r. w sprawie przyjęcia planu zagospodarowania przestrzennego morskich wód wewnętrznych, morza terytorialnego i wyłącznej strefy ekonomicznej w skali 1:200 000⁷⁹ (dalej: PZPPOM), uchwalonego na podstawie art. 37a ust. 1 UOM. PZPPOM jest

⁷⁸ Dz.U. z 2021 r., poz. 2203.

⁷⁹ Dz.U. z 2021 r., poz. 935.

scoring and the manner of demonstrating the fulfillment of particular sub-criteria by the investors.

The project included in the application for the Permit must remain in compliance with the provisions of the Regulation of the Council of Ministers of April 14, 2021 on the adoption of the Maritime Spatial Plan of the Polish Internal Sea Waters, Territorial Sea and Exclusive Economic Zone in the scale 1:200 000⁷⁹ (hereinafter: PZPPOM), adopted pursuant to Article 37a (1) of the UOM. The PZPPOM is a planning act which defines the principles of management of the Polish

⁷⁹ Journal of Laws 2021, item 935.

aktem planistycznym określającym zasady zagospodarowania polskich obszarów morskich, w tym rozstrzygnięcia szczegółowe dotyczące poszczególnych akwenów i podakwenów wyznaczonych w tych obszarach. Przepisy te dotyczą funkcji podstawowych i dopuszczalnych mogących być wykonywanymi w poszczególnych akwenach oraz zakazów, ograniczeń i warunków wykonywania tychże funkcji. W szczególności, zgodnie z PZPPOM, wznoszenie sztucznych wysp i konstrukcji na potrzeby morskich elektrowni wiatrowych jest dopuszczone wyłącznie w akwenach o funkcji podstawowej – pozyskiwanie energii odnawialnej.

Pozwolenie może zostać wydane wyłącznie przedsięwzięciu zgodnemu z PZPPOM. Jeśli wszczęte zostaje postępowanie rozstrzygające, Pozwolenie wydaje się na rzecz podmiotu z największą liczbą punktów, wyłonionego w postępowaniu. PSzW stanowi pierwszą decyzję administracyjną uzyskiwaną w procesie inwestycyjnym MFW i jest niezbędne do ubiegania się o prekwalfikację do udziału projektu w aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z OZE.

Zasady udzielania wsparcia publicznego dla energii elektrycznej produkowanej w MFW są określone w ustawie z 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych⁸⁰ (dalej: ustawa MFW). Wsparcie dla MFW oparte zostało na systemie wyodrębnionym względem pozostałych instalacji OZE, z uwagi na specyfikę inwestycji w MFW. Ustawa MFW określa zasady ubiegania się i przyznawania prawa do ujemnego salda dla wytwórców, przyznawanego w dwóch fazach (I faza, dedykowana najbardziej zaawansowanym projektom – na podstawie decyzji Prezesa URE, oraz II faza – w systemie aukcyjnym). Co istotne, załącznik nr 2 do ustawy MFW określa także obszary, w granicach których mogą zostać zlokalizowane MFW, w odniesieniu do których wytwórca energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej może ubiegać się o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda w systemie aukcyjnym. Zgodnie z przepisami UOM, lokalizacja przedsięwzięcia objętego wnioskiem o Pozwolenie musi pokrywać się z obszarami wyznaczonymi w tym załączniku.

Dodatkowo, proces inwestycyjny w zakresie MFW regulują także:

- ustawa z 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko – w zakresie uzyskiwania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach;
- ustawa z 9 czerwca 2011 r. Prawo geologiczne i górnicze⁸¹ – w zakresie decyzji zatwierdzających projekt robót geologicznych oraz dokumentację geologiczno-inżynierską;
- ustawa z 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (dalej: Prawo budowlane) – w zakresie uzyskiwania pozwolenia na budowę oraz pozwolenia na użytkowanie;

⁸⁰ Dz.U. z 2021 r., poz. 234.

⁸¹ Dz.U. z 2021 r., poz. 1420.

maritime areas, including detailed decisions concerning particular reservoirs and sub-areas delimited in these areas. These regulations concern the basic and permitted functions that can be performed in particular reservoirs and the prohibitions, limitations and conditions for performance of these functions. In particular, according to the PZPPOM, erection of artificial islands and constructions for the purpose of offshore wind farms is allowed only in areas with the primary function of acquiring renewable energy.

The permit may be issued only for the project that conforms with the PZPPOM. If the determination procedure is initiated, the Permit is issued to the entity with the highest number of points, selected during the procedure. The Permit is the first administrative decision obtained in the OWF investment process and it is necessary to apply for pre-qualification of the project for the participation in the auction for the sale of electric energy from RES.

The rules for granting public aid for electricity produced by OWFs are set out in the Act of December 17, 2020 on promoting electricity generation in offshore wind farms⁸⁰ (hereinafter: the OWF Act). The support for OWF was based on a system separate from other RES installations, due to the specificity of OWF investments. The OWF Act determines the rules for applying for and granting the right to the negative balance to the producers, granted in two phases (phase I, dedicated to the most advanced projects – on the basis of the decision of the President of the URE, and phase II – in the auction system). What is important, the Annex No. 2 to the OWF Act also defines the areas, within which OWFs may be located, for which the producer of electricity in an offshore wind farm may apply for the right to cover the negative balance in the auction system. According to the provisions of the UOM, the location of a project included in the permit application must coincide with the areas specified in this Annex.

In addition, the OWF investment process is also regulated by:

- the Act of October 3, 2008 on publishing information about the environment and its protection, public participation in environmental protection and environmental impact assessments – in terms of obtaining a decision on environmental conditions;
- Act of June 9, 2011 on Geological and Mining Law⁸¹ – with respect to decisions approving a project of geological works and geological-engineering documentation;
- Act of July 7, 1994 on Construction Law (hereinafter: Construction Law) – regarding obtaining building permits and occupancy permits;

⁸⁰ Journal of Laws 2021, item 234.

⁸¹ Journal of Laws 2021, item 1420.

- ustawa z 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (dalej: Prawo energetyczne) – w zakresie przyłączenia MFW do sieci oraz uzyskania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej;
- ustawa z 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim⁸² – w zakresie sporządzenia wymaganych planów i ekspertyz;
- ustawa z 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych⁸³ – w zakresie procesu inwestycyjnego dotyczącego zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z MFW;
- ustawa z 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym – w zakresie lokalizacji lądowego odcinka zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z MFW.

Co istotne jednak, ustawa MFW zawiera przepisy szczególne dotyczące postępowań administracyjnych prowadzonych w celu realizacji inwestycji w zakresie MFW (tj. dotyczące m.in. decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, zgody wodnoprawnej, pozwolenia na budowę oraz pozwolenia na użytkowanie) oraz przyłączenia MFW do sieci (stanowiące regulacje szczególne względem przepisów zawartych w Prawie energetycznym).

2.2. Plan zagospodarowania przestrzennego polskich obszarów morskich

22 maja 2021 r. wszedł w życie PZPPOM, który składa się z części tekstowej i części graficznej. Część tekstowa planu zawarta jest w załączniku nr 1 do rozporządzenia, obejmującym ustalenia ogólne zawierające rozstrzygnięcia obowiązujące na części lub całym obszarze objętym planem, rozstrzygnięcia dotyczące rozmieszczenia inwestycji celu publicznego oraz kierunki rozwoju transportu i infrastruktury technicznej oraz w załączniku nr 2 do rozporządzenia, obejmującym szczegółowe rozstrzygnięcia dotyczące poszczególnych akwenów lub ich wydzielonych części oraz informacji o szczególnie istotnych uwarunkowaniach mających wpływ na przyszłe użytkowanie poszczególnych akwenów. Natomiast załącznik nr 3 do rozporządzenia zawiera uzasadnienie do szczegółowych rozstrzygnięć dotyczących poszczególnych akwenów, zaś załącznik nr 4 do rozporządzenia to rysunek planu.

Utworzony został geoportal publiczny Systemu Informacji Przestrzennej Administracji Morskiej (SIPAM)⁸⁴, który prezentuje zestaw danych przestrzennych utworzonych na podstawie dokumentów administracji morskiej, które powstały w wyniku realizacji zadań wynikających z UOM. Dane dostępne w geoportalu publicznym w czasie rzeczywistym prezentują dane pochodzące z poszczególnych geoportali wewnętrznych (Geoportal Ministerstwa Gospodarki Morskiej i Żeglugi Śródlądowej, Urzędu Morskiego w Gdyni oraz Urzędu Morskiego w Szczecinie). W portalu

⁸² Dz.U. z 2022 r., poz. 515.

⁸³ Dz.U. z 2022 r., poz. 273.

⁸⁴ dostępny pod adresem: www.sipam.gov.pl/geoportal.

- Act of April 10, 1997 on Energy Law (hereinafter: Energy Law) – regarding the connection of an offshore wind farm to the grid and obtaining the license for generation of electricity;
- Act of August 18, 2011 on Maritime Safety⁸² – in terms of preparing the required plans and expert opinions;
- Act of July 24, 2015 on the preparation and implementation of strategic investments in transmission networks⁸³ – with regard to the investment process concerning the set of devices used to derive power from the OWF;
- Act of March 27, 2003 on spatial planning and development – with regard to the location of the onshore section of the set of devices used to derive power from the OWF.

Importantly, the OWF Act contains specific provisions regarding the administrative proceedings carried out in order to execute an OWF project (i.e. regarding the decision on environmental conditions, water consent, building permit and occupancy permit) and the connection of the OWF to the grid (specific regulations in relation to the provisions included in the Energy Law).

2.2. Spatial Development Plan for Polish Maritime Areas (PZPPOM)

On May 22, 2021, the PZPPOM came into effect, which consists of a text part and a graphic part. The text part of the plan is included in Annex No. 1 to the Act, which covers general arrangements including decisions applicable to a part or the entire area covered by the plan, decisions on the location of public purpose investments and directions of the development of transport and technical infrastructure, and in Annex No. 2 to the Act, which covers detailed decisions on particular water reservoirs or their separated parts and information on especially important conditions affecting the future use of particular water reservoirs. Annex No. 3 to the Act contains a statement of reasons for detailed decisions concerning particular water areas, while Annex No. 4 to the Act is a drawing of the plan.

The public geoportal of the Spatial Information System of Maritime Administration (SIPAM)⁸⁴ was created, which presents a set of spatial data created on the basis of documents of maritime administration, which were created as a result of tasks resulting from the UOM. Data available in the public geoportal in real time present data coming from internal geoportals (Geoportal of the Ministry of Maritime Economy and Inland Navigation, Maritime Office in Gdynia and Maritime Office in Szczecin). The portal contains, among others, the graphical part of the PZPPOM, but also

⁸² Journal of Laws 2022, item 515.

⁸³ Journal of Laws 2022, item 273.

⁸⁴ Available on: www.sipam.gov.pl/geoportal.

dostępna jest m.in. część graficzna PZPPOM, ale także informacje o obszarach z załącznika nr 2 do Ustawy MFW czy też informacje o wydanych PSzW, pozwoleniach na układanie i utrzymywanie kabli na obszarach morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego, uzgodnieniach na układanie i utrzymywanie kabli w wyłącznej strefie ekonomicznej, a także złożonych wnioskach o wydanie tych decyzji.

PZPPOM dzieli polskie obszary morskie na akweny o określonej funkcji podstawowej oraz funkcjach dopuszczalnych oraz określa zakazy, ograniczenia i warunki dotyczące wykonywania tych funkcji w poszczególnych akwenach. Co istotne, PZPPOM przewiduje, że wznoszenie MFW jest dopuszczalne wyłącznie w akwenach o funkcji podstawowej – pozyskiwanie energii odnawialnej. Ograniczenie to nie obejmuje jednak infrastruktury służącej do przyłączenia MFW do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Elementy liniowe służące do przyłączenia oraz budowy połączeń wzajemnych MFW mogą być realizowane w dedykowanych korytarzach infrastrukturalnych (podakwenach w ramach domyślnych akwenów wyznaczonych przez PZPPOM).

PZPPOM przeznacza 7 obszarów pod pozyskiwanie energii odnawialnej, tj. POM.14.E, POM.43.E., POM.44.E, POM.45.E, POM.46.E, POM.53.E oraz POM.60.E.

Rysunek 7. Obszary w granicach których mogą zostać zlokalizowane morskie farmy wiatrowe zgodnie z załącznikiem nr 2 do Ustawy MFW



Źródło: <https://sipam.gov.pl/geoportal>

information about the areas from Annex No. 2 to the OWF Act or information about issued Permits to erect and exploit artificial islands, structures and equipment, permits to lay and maintain cables in the areas of internal sea waters and territorial sea, arrangements to lay and maintain cables in the exclusive economic zone, as well as submitted applications for issuing these decisions.

The PZPPOM divides Polish maritime areas into bodies of water with specified basic functions and permissible functions and specifies prohibitions, limitations and conditions concerning execution of these functions in particular bodies of water. What is important, the PZPPOM stipulates that the construction of OWF is only permissible in areas with the basic function of acquiring renewable energy. However, this limitation does not cover the infrastructure connecting the OWF to the National Power Grid. Line elements serving the purpose of connecting and constructing interconnections of the OWF can be performed in dedicated infrastructure corridors (sub-areas within the default areas designated by the PZPPOM).

The PZPPOM designates 7 areas for renewable energy generation, namely POM.14.E, POM.43.E, POM.44.E, POM.45.E, POM.46.E, POM.53.E and POM.60.E.

Fig. 7 . Areas where offshore wind farms may be located according to Annex No. 2 to the OWF Act

Source: <https://sipam.gov.pl/geoportal>

Ustawa MFW wyznacza 13 obszarów, na których możliwe jest wznoszenie i wykorzystywanie MFW, tj. 14.E.1, 14.E.2, 14.E.3, 14.E.4 (położone w ramach obszaru POM.14.E),

The OWF Act designates 13 areas where it is possible to erect and operate an OWF, namely 14.E.1, 14.E.2, 14.E.3, 14.E.4 (located within the area POM.14.E), 43.E.1. (located

43.E.1. (w całości pokrywającego się z obszarem POM.43.E), 44.E.1 (położonego w ramach obszaru POM.44.E), 45.E.1. (położonego w ramach obszaru POM.45.E), 46.E.1. (położonego w ramach obszaru POM.46.E), 53.E.1. (w całości pokrywającego się z obszarem POM.53.E), 60.E.1, 60.E.2, 60.E.3., 60.E.4 (położone w ramach obszaru POM.60.E). Jednocześnie, w odniesieniu do 11 z 13 obszarów wskazanych powyżej (poza 60.E.1 oraz 60.E.2), toczą się obecnie postępowania o wydanie PSzW (zob. więcej pkt IV.6).

2.3. Zasady wsparcia projektów w I i II fazie rozwoju

Zasady i warunki udzielania wsparcia dla energii elektrycznej wytwarzanej w morskich farmach wiatrowych określa ustawa MFW. Rozliczenie ujemnego salda odbywa się na zasadach podobnych do obecnie funkcjonującego aukcyjnego systemu wsparcia dla lądowych instalacji OZE, z tą różnicą, że w przypadku MFW przewiduje się podział systemu wsparcia na tzw. dwie fazy.

Środki na pokrycie ujemnego salda w obu fazach wypłaca Zarządca Rozliczeń S.A., celowa spółka Skarbu Państwa, która pełni rolę operatora, a jej zadaniem jest gromadzenie środków na pokrycie i dokonywanie rozliczeń ujemnego salda. Ujemne saldo stanowi różnicę pomiędzy wartością sprzedaży energii w danym miesiącu (obliczoną na podstawie giełdowych cen energii elektrycznej) a wartością tej energii obliczoną przy przyjęciu cen wskazanych w decyzji (pierwsza faza wsparcia) lub ofercie, która wygrała aukcję (druga faza wsparcia). Cena ta podlega corocznej waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych określanym przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego.

Okres wsparcia energii elektrycznej wytwarzanej w MFW wynosi 25 lat od pierwszego wytworzenia i wprowadzenia do sieci energii elektrycznej wytworzonej w MFW lub jej części, na podstawie udzielonej koncesji. Natomiast wielkość udzielonego wsparcia wyznaczana jest jako iloczyn planowanej mocy zainstalowanej morskiej farmy wiatrowej i 100 000 godzin. Środki na pokrycie ujemnego salda pochodzą będą z funkcjonującej od 2016 r. opłaty OZE, którą pobierają dystrybutorzy energii.

W ramach pierwszej fazy prawo do pokrycia ujemnego salda przyznawane jest w drodze decyzji administracyjnej wydawanej przez Prezesa URE i może ono objąć MFW o łącznej mocy zainstalowanej do 5,9 GW. Ponadto każda z decyzji wydanych w pierwszej fazie systemu wsparcia wymaga decyzji Komisji Europejskiej o zgodności tej pomocy publicznej z rynkiem wewnętrznym. Przyznanie przez Prezesa URE wsparcia w tej fazie nastąpiło do 30 czerwca 2021 r. poprzez wydanie 7 decyzji. Aby ubiegać się o wydanie decyzji, wytwórca musiał ustanowić zabezpieczenie na rzecz Prezesa URE w postaci gwarancji bankowej/ubezpieczeniowej lub kaucji w wysokości 60 PLN za każdy 1 kW mocy. O kolejności przyznania prawa do pokrycia ujemnego salda rozstrzygała kolejność złożenia komplet-

within the area POM.44.E), 45.E.1. (located within the area POM.45.E), 46.E.1. (located within the area POM.46.E), 53.E.1. (wholly overlapping the area POM.53.E), 60.E.1, 60.E.2, 60.E.3., 60.E.4 (located within the area POM.60.E). At the same time, proceedings for issuance of the Permits are currently pending for 11 out of 13 areas indicated above (except 60.E.1 and 60.E.2) (cf. point IV.6).

2.3. Support principles for projects in phase I and II of development

The rules and conditions for providing support for the electricity generated in offshore wind farms are specified in the OWF Act. Settlement of the negative balance is carried out in accordance with the rules similar to the currently applicable auction support system for onshore renewable energy sources, with the difference that in case of OWF the support system will be divided into two phases.

The funds to cover the negative balance in both phases are paid by Zarządca Rozliczeń S.A., a special purpose company of the State Treasury, which plays the role of an operator, and whose task is to collect the funds for covering and settling the negative balance. The negative balance is the difference between the value of energy sales in a given month (calculated on the basis of power exchange prices) and the value of this energy calculated at the prices indicated in the decision (first support phase) or the offer that won the auction (second support phase). This price is subject to annual adjustment with the annual average consumer price index determined by the President of the Central Statistical Office (GUS).

The period of support for the electricity generated in OWF is 25 years from the first generation and transmission of energy to the grid from the OWF or its part, under the granted license. The amount of granted support is determined as a product of the planned installed capacity of the offshore wind farm by 100 thousand hours. The funds for covering the negative balance will come from the RES fee, in place since 2016, which is collected by energy distributors.

In the first phase, the right to cover the negative balance is granted by means of an administrative decision issued by the President of the URE, which may cover OWFs with a total installed capacity of up to 5.9 GW. Moreover, each of the decisions issued in the first phase of the support system requires a decision of the European Commission on the compatibility of this state aid with the internal market. The support in this phase was granted by the President of the URE until June 30, 2021 by means of 7 decisions. In order to apply for the decision, the producer had to establish a security for the President of the URE in the form of a bank/insurance guarantee or a deposit of PLN 60 for each 1 kW of power. The order in which the right to cover the negative balance was granted was determined by the order of

nych wniosków wraz z załącznikami. Najważniejsze informacje i dokumenty wymagane do podania lub dołączenia do wniosku to:

- moc zainstalowana elektryczna MFW, nie większa niż wynikająca ze wstępnych warunków przyłączenia lub warunków przyłączenia albo z umowy o przyłączenie do sieci;
- lokalizacja MFW wraz ze wskazaniem, że mieści się w granicach obszarów wyznaczonych w oparciu o współrzędne geocentryczne geodezyjne wskazane w załączniku nr 1 do ustawy MFW i lokalizacja miejsca lub miejsc przyłączenia do sieci, określonych w umowie o przyłączenie;
- zobowiązanie się wytwórcy do wytworzenia i wprowadzenia do sieci po raz pierwszy energii elektrycznej po uzyskaniu koncesji, w terminie 7 lat od dnia wydania przez Prezesa URE decyzji ustalającej cenę będącą podstawą do rozliczenia ujemnego salda;
- wstępne warunki przyłączenia lub warunki przyłączenia albo umowa o przyłączenie do sieci;
- prawomocne PSZW;

- harmonogram rzeczowo-finansowy;
- plan łańcucha dostaw materiałów i usług;
- opis techniczno-ekonomiczny wykazujący wystąpienie efektu zachęty;
- potwierdzenie ustanowienia zabezpieczenia oraz – w przypadku ustanowienia kaucji – numer rachunku bankowego prowadzonego w złotych, na który kaucja miała zostać zwrócona;
- schemat elektryczny MFW, ze wskazaniem wszystkich urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej oraz urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, wraz z urządzeniami pomiaroworozliczeniowymi oraz miejscem przyłączenia do sieci;
- formularz informacji przedstawianych przy ubieganiu się o pomoc publiczną wraz ze sprawozdaniami finansowymi za okres ostatnich 3 lat.

Cena energii stanowiąca podstawę do obliczenia i wypłaty ujemnego salda określana jest w treści decyzji Prezesa URE. Początkowo ustalana jest jako cena maksymalna, zgodnie z odpowiednim rozporządzeniem ministra właściwego do spraw klimatu. Przy określaniu ceny minister jest obowiązany brać pod uwagę m.in. koszty operacyjne oraz dodatkowe koszty inwestycyjne ponoszone w okresie eksploatacji, koszty inwestycyjne ponoszone w okresie przygotowania projektu i budowy morskiej farmy (w tym koszty związane z wyprowadzeniem mocy), a także uzasadniony zwrot z kapitału.

Wypłata ujemnego salda następuje po wydaniu przez Komisję Europejską decyzji o zgodności pomocy indywidualnej dla danego projektu z rynkiem wewnętrznym. Komisja wydaje decyzję po dokonaniu notyfikacji przez Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Postępowanie notyfikacyjne może rozpocząć się nie wcześniej niż po wydaniu DŚU dla danego projektu MFW.

submitting complete applications with annexes. The most important information and documents required to apply or attach to the application are as follows:

- installed capacity the OWF, not more than that resulting from the preliminary conditions for connection or from the grid connection agreement;
- location of the OWF with the indication that it is located within the areas designated on the basis of geodetic coordinates indicated in Annex No. 1 to the OWF Act and location of the grid connection point or points, specified in the grid connection agreement;
- producer's commitment to produce and feed electricity into the grid for the first time after obtaining the license, within 7 years from the day of issuing the decision by the President of the URE, which determines the price being the basis for the settlement of the negative balance;
- preliminary connection conditions or grid connection conditions or grid connection agreement;
- valid Permit to erect and exploit artificial islands, structures and equipment;
- material and financial schedule;
- material and service supply chain plan;
- technical and economic description demonstrating the incentive effect;
- confirmation of the establishment of collateral and – if a deposit was established – number of the bank account in PLN, to which the deposit was to be returned;

- electrical diagram of the OWF, indicating all electricity generation and power output devices, together with the measurement and settlement equipment and the place of connection to the grid;
- a form of information submitted when applying for public aid, together with the financial statements for the previous 3 years.

The energy price, which is the basis for the calculation and payment of the negative balance, is determined in the decision of the President of the URE. Initially, it is set as a maximum price, in accordance with the relevant ordinance of the minister responsible for climate matters. When establishing the price, the minister is obliged to take into account, i.a., operational costs and additional investment costs incurred during the period of operation, investment costs incurred during the period of project preparation and construction of the offshore wind farm (including costs related to evacuation of power), as well as the justified return on capital.

The payment of the negative balance takes place after the European Commission issues a decision on the compatibility of individual aid for a given project with the internal market. The Commission issues the decision after a notification by the President of the Office of Competition and Consumer Protection (UOKiK). The notification procedure can begin no earlier than after the issuance of the decision on environmental conditions for a given OWF project.

Cena będąca podstawą do rozliczania ujemnego salda jest wyznaczana przez Prezesa URE po otrzymaniu informacji o wydaniu decyzji przez Komisję Europejską (w wyniku notyfikacji). Przy ustalaniu ceny Prezes URE bierze pod uwagę podobne względy do tych, którymi obowiązany jest kierować się minister właściwy do spraw klimatu przy wydawaniu rozporządzenia dotyczącego ceny maksymalnej, z tym że w odniesieniu do konkretnego projektu. Cena ta nie może być większa niż cena maksymalna, określona przez ministra właściwego do spraw klimatu oraz niż cena wynikająca z decyzji Komisji Europejskiej o zgodności z rynkiem wewnętrznym pomocy publicznej, udzielanej danemu wytwórcy. Wytwórca może zrezygnować z udziału w systemie wsparcia w odpowiednim terminie po wydaniu przez Prezesa URE ostatecznej decyzji, w przypadku gdy uzna, że oferowana cena jest zbyt niska.

W przypadku gdy po wydaniu decyzji ustalającej cenę stanowiącą podstawę do rozliczenia ujemnego salda i przed rozpoczęciem prac związanych z budową morskiej farmy wiatrowej, wraz z zespołem urządzeń służących do wypróbowania mocy, nastąpiła istotna zmiana w parametrach rzeczowo-finansowych realizacji inwestycji powodująca zwiększenie wewnętrznej stopy o więcej niż 0,5 punktu procentowego, wytwórca obowiązany jest wystąpić do Prezesa URE z wnioskiem o aktualizację ceny wskazanej w tej decyzji. Mechanizm ten nosi nazwę claw back i ma zastosowanie wyłącznie do pierwszej fazy systemu wsparcia.

Przed uzyskaniem decyzji o przyznaniu prawa do pokrycia ujemnego salda inwestor będzie musiał otrzymać od Prezesa URE potwierdzenie występowania efektu zachęty, tj. potwierdzenie, że w przypadku, w którym wsparcie dla danej inwestycji nie zostałoby przyznane, nie doszłoby do jej zrealizowania.

W kolejnych latach, w drugiej fazie, wsparcie będzie miało formułę konkurencyjnych aukcji, które są znanym już mechanizmem wspierania pozostałych technologii wytwarzania energii w zielonych źródłach. Oznacza to, że prawo do pokrycia ujemnego salda otrzymają wytwórcy, którzy uzyskają zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, wygrają aukcję oraz wytworzą energię elektryczną w MFW po raz pierwszy po dniu zamknięcia sesji aukcji. Oprócz tego gotowe do budowy projekty morskiej energetyki wiatrowej mogą brać udział w aukcji, jeżeli posiadają ustanowione zabezpieczenie w postaci: (i) kaucji w wysokości 60 PLN za 1 kW mocy lub (ii) równoważnej gwarancji bankowej lub ubezpieczeniowej. Uzyskanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji poprzedzone jest procedurą prekwalfikacji prowadzoną przez Prezesa URE. Inwestorzy powinni udowodnić, że spełnione są następujące kryteria:

- projekt posiada wstępne warunki przyłączenia albo zawartą umowę o przyłączenie;
- projekt posiada DŚU oraz prawomocne PSZW;

The price, which is the basis for the settlement of the negative balance, is determined by the President of the URE, after receiving the information about the issuance of the decision by the European Commission (following the notification). When determining the price, the President of the URE takes into account aspects similar to those, which the minister in charge of climate issues is obliged to follow when issuing the regulation concerning the maximum price, but in respect to a particular project. The price cannot be higher than the maximum price determined by the minister competent for climate matters and the price resulting from the decision of the European Commission on the compatibility with the internal market of the public aid granted to the given producer. The producer may resign from participation in the support system within an appropriate period of time after the issuance of the final decision by the President of the URE in case he finds the offered price to be too low.

If there has been a significant change in the material and financial parameters of the project after the decision determining the price constituting the basis for settlement of the negative balance has been issued and before the commencement of works related to the construction of the offshore wind farm with the set of power evacuation devices, causing the internal rate to increase by more than 0.5 percentage point, the producer is obliged to apply to the President of the URE for an update of the price indicated in the decision. This mechanism is called claw back and applies only to the first phase of the support system.

Prior to receiving the decision on granting the right for a payment of the negative balance, the investor will have to obtain a confirmation from the President of the URE of the presence of the incentive effect, i.e. confirmation that if the support for a given project had not been granted, it would not have been executed.

In the following years, in the second phase, the support will be provided in the form of competitive auctions which are a well-known mechanism for supporting other technologies of energy generation from green sources. It means that the right to cover the negative balance will be granted to the producers, who obtain a certificate of admission to the auction, win the auction and generate electricity in OWF for the first time after the date of closing the auction session. In addition, ready-to-build offshore wind projects may participate in the auction if they have established security in the form of: (i) a deposit of PLN 60 per 1 kW of capacity or (ii) an equivalent bank or insurance guarantee. Obtaining the certificate of admission to the auction is preceded by a pre-qualification procedure conducted by the President of the URE. Investors should prove that the following criteria are met:

- the project has preliminary connection conditions or a concluded connection agreement;
- the project has the decision on environmental conditions and a valid Permit to erect and exploit artificial islands, structures and equipment;

- przedstawiony został harmonogram rzeczowo-finansowy realizacji budowy;
- dołączony został plan łańcucha dostaw materiałów i usług;
- ustanowione zostało zabezpieczenie;
- przedstawiony został schemat elektryczny (jednokreskowy) MFW oraz zespołu urządzeń służących do wyrowadzania mocy, oraz
- przedłożono mapę potwierdzającą, że lokalizacja farmy wiatrowej odpowiada granicom obszaru określonego w załącznikach nr 1 lub 2 do Ustawy.

Do wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji wytwórca załącza również wypełniony formularz informacji niezbędnych przy ubieganiu się o pomoc publiczną wraz ze sprawozdaniami finansowymi za 3 ostatnie lata obrotowe, jak również oryginał lub uwierzytelnioną kopię dokumentu poświadczającego umocowanie osoby podpisującej wniosek do działania w imieniu wytwórcy. Prezes URE wyda zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji w terminie 45 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku o wydanie tego zaświadczenia, natomiast jego termin ważności wynosi 36 miesięcy.

Pierwsze dwie aukcje przeprowadzone zostaną w latach 2025 i 2027. W ramach ich rozstrzygnięć w każdej z nich maksymalna łączna moc zainstalowana elektryczna MFW, którym może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda, wynosić ma 2,5 GW. Prezes URE ma obowiązek nie później niż 6 miesięcy przed jej rozpoczęciem ogłosić datę aukcji. Ponadto przepisy przewidują przeprowadzenie aukcji także w 2028 r., przy czym aukcja zostanie przeprowadzona w przypadku, gdy nie wykorzystano w całości wolumenu mocy oferowanego w 2027 r. oraz gdy niewykorzystany wolumen mocy wynosi co najmniej 500 MW. Istnieje możliwość, że aukcje będą przeprowadzone również w innych latach niż wyżej wskazane, począwszy od 2029 r., jeśli w drodze rozporządzenia decyzję o ich przeprowadzeniu podejmie Rada Ministrów. Oprócz tego Rada Ministrów w określonych w Ustawie przypadkach, w drodze rozporządzenia, może obniżyć wielkość maksymalnej mocy elektrycznej MFW przewidzianej na aukcje w latach 2025 i 2027.

Aukcję wygrywają uczestnicy aukcji, którzy zaoferowali najniższą cenę energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej oraz złożone przez nich oferty łącznie nie przekroczyły 100% łącznej maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych określonej w ogłoszeniu o aukcji dla danego miejsca przyłączenia lub grupy miejsc przyłączenia i 90% łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych objętej wszystkimi ofertami dla danego miejsca przyłączenia lub grupy miejsc przyłączenia. W przypadku gdy kilku uczestników aukcji zaoferuje taką samą najniższą cenę energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej, o wygranej w aukcji rozstrzyga kolejność złożonych ofert.

Prezes URE niezwłocznie po zamknięciu sesji aukcji podaje do publicznej wiadomości i aktualizuje na swojej stronie internetowej informacje o wynikach aukcji lub wskazaniu

- the material and financial schedule for the execution of the construction was presented;
- the supply chain plan for materials and services was attached;
- a security has been established;
- the wiring diagram (single line diagram) of the OWF and the accompanying set of devices used for evacuation of power was presented, and
- a map was submitted confirming that the location of the wind farm corresponds to the boundaries of the area specified in Annexes No. 1 or 2 to the Act.

To the application for issuance of the certificate of admission to the auction the producer shall attach a completed information form necessary for applying for public aid, together with financial statements for the past 3 financial years, as well as the original or a certified copy of a document confirming the authorization of the person signing the application to act on behalf of the producer. The President of the URE will issue a certificate of admission to the auction within 45 days from the date of submitting a complete application for the issuance of such certificate, while its validity period is 36 months.

The first two auctions will be held in the years 2025 and 2027. Under each of them the maximum total installed capacity of OWF, which may be granted the right to cover the negative balance, is to be 2.5 GW. The President of the URE is obliged to announce the date of the auction no later than 6 months prior to its commencement. In addition, the regulations provide for an auction to be held in 2028 as well, with the auction to be held if the capacity volume offered in 2027 has not been used in full and if the unused capacity volume is at least 500 MW. There is a possibility that the auctions will also be held in other years than those indicated above, starting from 2029, if the Council of Ministers decides to hold them by way of an ordinance. In addition, the Council of Ministers, in the cases specified in the Act, may reduce the maximum amount of OWF electrical power to be auctioned in 2025 and 2027 by means of an ordinance.

The auction is won by the participants who offer the lowest price for electricity generated in an offshore wind farm and whose bids in total do not exceed 100% of the aggregate maximum installed capacity of offshore wind farms specified in the auction announcement for a given connection site or group of connection sites, and 90% of the aggregate maximum installed capacity of offshore wind farms covered by all bids for a given connection site or group of connection sites. In case when several participants in the auction offer the same lowest price for electricity generated in an offshore wind farm, the order of the submitted bids shall determine the winner of the auction.

The President of the URE immediately after the closing of the auction session will inform the general public and update the information about results of the auction or reasons for inval-

przyczyn ich unieważnienia. Wytwórca, którego oferta wygrała aukcję, w terminie 60 dni od dnia otrzymania informacji o wynikach aukcji przedkłada Prezesowi URE analizę finansową inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej ze wskazaniem oczekiwanej wewnętrznej stopy zwrotu z tej inwestycji, zweryfikowaną przez biegłego rewidenta.

Warto dodać, że w MFW ubiegających się o wsparcie nie będą mogły być stosowane urządzenia starsze niż wyprodukowane 72 miesiące przed dniem wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej z tych urządzeń lub które były wcześniej amortyzowane w rozumieniu przepisów o rachunkowości.

Wytwórca, który uzyskał decyzję Prezesa URE o przyznaniu prawa do pokrycia ujemnego salda (pierwsza faza systemu wsparcia) lub wygrał aukcję na sprzedaż energii elektrycznej (druga faza systemu wsparcia) jest zobowiązany do wytworzenia i wprowadzenia po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej w terminie 7 lat odpowiednio, od dnia wydania przez Prezesa URE decyzji zmieniającej (tj. decyzji ustalającej cenę stanowiącą podstawę do rozliczenia ujemnego salda) lub dnia zamknięcia sesji aukcji. W obu przypadkach wytwórca powinien już posiadać koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej. W uzasadnionych przypadkach inwestor korzystający z systemu wsparcia może wystąpić do Prezesa URE o wydłużenie siedmioletniego terminu na pierwsze wytworzenie energii elektrycznej.

Brak wytworzenia energii elektrycznej w terminach, do których zobowiązał się dany wytwórca, nie powoduje całkowitej utraty wsparcia. Przewiduje się, iż w takiej sytuacji prawo do pokrycia ujemnego salda przysługuje wytwórcy, który najpóźniej na 12 miesięcy przed upływem powyższych terminów poinformuje Prezesa URE o braku możliwości spełnienia zobowiązania do wytworzenia i wprowadzenia do sieci energii elektrycznej w określonych terminach. Następnie w ciągu 24 miesięcy od dnia upływu tych terminów wytworzy i wprowadzi do sieci energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej. Wówczas wsparcie udzielone zostanie jedynie w odniesieniu do ilości energii elektrycznej wynikającej z tej części mocy zainstalowanej elektrycznej MFW, dla której wytwórca uzyskał koncesję.

W przypadku niewypełnienia przez wytwórcę zobowiązania do wytworzenia energii elektrycznej w ustawowych terminach, z uwzględnieniem ich przedłużenia, kaucja podlega przepadkowi na rzecz Prezesa URE lub Prezes URE realizuje gwarancję bankową lub ubezpieczeniową w odniesieniu do kwoty odpowiadającej tej części mocy zainstalowanej elektrycznej morskiej farmy wiatrowej, dla której wytwórca nie uzyskał koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w tym terminie, chyba że wytwórca wykaże, że niespełnienie zobowiązania nastąpiło na skutek okoliczności, za które nie ponosi odpowiedzialności.

idation of the auction on the office's website. The producer, whose bid won the auction, within 60 days from the day of receiving the information about results of the auction, submits to the President of the URE a financial analysis of the offshore wind farm investment with indication of the expected internal rate of return on this investment, verified by an auditor.

It is worth mentioning that the OWF applying for support will not be allowed to use devices which are older than 72 months prior to the date of the first generation of electricity from these devices or which were depreciated earlier within the meaning of the accounting regulations.

The producer who obtained the decision of the President of the URE granting the right to cover the negative balance (the first phase of the support system) or won the auction for the sale of electricity (the second phase of the support system) is obliged to generate and feed for the first time to the grid electricity generated in the offshore wind farm within 7 years from the day of issuance of the decision by the President of the URE (i.e. the decision determining the price for the settlement of the negative balance) or the day of closing the auction session, respectively. In both cases the producer should already hold a license for electricity generation. In justified cases an investor benefiting from the support system may apply to the URE President for an extension of the seven-year period for first electricity generation.

A failure to generate electricity within the timeframe given does not result in complete loss of support. In such a situation the right to cover the negative balance shall be vested in the producer who, not later than 12 months prior to the expiry of the above-mentioned deadlines, informs the URE President about it being impossible to meet the obligation to generate electricity and feed it into the grid within the deadlines. Then, within 24 months from the date of expiry of those deadlines the producer will generate and feed to the grid electricity generated in the offshore wind farm. Then the support will be granted only for the amount of electricity resulting from the part of the installed capacity of the OWF, for which the producer received the license.

In case of the producer's failure to meet the obligation to generate electricity within the statutory deadlines, including extended ones, the deposit shall be forfeited in favour of the President of the URE or the latter shall draw on the bank guarantee or insurance in respect to the amount corresponding to the part of the installed capacity of the offshore wind farm, for which the producer did not obtain the license for electricity generation within the deadline, unless the producer proves that the non-fulfillment of the obligation was due to circumstances for which the producer is not responsible.

3 Przygotowanie i realizacja inwestycji

3.1. Pozwolenie lokalizacyjne

Wznoszenie MFW jest dopuszczalne tylko w wyłącznej strefie ekonomicznej polskich obszarów morskich. Pozwolenie na wznoszenie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w wyłącznej strefie ekonomicznej jest pierwszą decyzją administracyjną uzyskiwaną w procesie inwestycyjnym.

Pozwolenie uzyskiwane jest na podstawie przepisów UOM. Inwestor zainteresowany uzyskaniem Pozwolenia na dany obszar składa wniosek o wydanie Pozwolenia. Organem właściwym do wydania Pozwolenia jest minister właściwy ds. gospodarki morskiej (obecnie Minister Infrastruktury; dalej: Minister).

Wniosek o wydanie Pozwolenia musi zawierać ustawowo określone elementy, tj. określenie wnioskodawcy oraz przedsięwzięcia objętego wnioskiem, wraz ze wskazaniem:

- jego proponowanej lokalizacji (obszar ten musi odpowiadać wybranemu z obszarów określonych w załączniku nr 2 do ustawy MFW);
- powierzchni akwenu przeznaczonego na realizację i eksploatację przedsięwzięcia oraz okresu niezbędnego do realizacji i eksploatacji przedsięwzięcia;
- charakterystycznych parametrów technicznych przedsięwzięcia (w przypadku MFW jest to m.in. liczba i wymiary obiektów budowlanych, przewidywana roczna produkcja energii, maksymalna moc zainstalowana MFW, zgodnie z art. 23 ust. 5a UOM);
- wartości planowanego przedsięwzięcia, łącznie z przedstawieniem etapów i harmonogramu realizacji przedsięwzięcia oraz z przedstawieniem sposobów przekazywania produktu na ląd;
- oceny skutków ekonomicznych, społecznych i oddziaływania na środowisko.

Dodatkowo do wniosku dołącza się wiele załączników szczegółowych, dotyczących m.in. technologii MFW, oddziaływania MFW na środowisko oraz programu monitoringu inwestycyjnego i środowiskowego.

Wniosek o wydanie Pozwolenia podlega procedurze opiniowania przez organy wskazane w art. 23 ust. 2 UOM, tj. ministrów właściwych do spraw: aktywów państwowych, energii, gospodarki, klimatu, kultury i ochrony dziedzictwa narodowego, rybołówstwa, środowiska, geologii, wewnętrznych oraz Ministra Obrony Narodowej, a w przypadku MFW – również Szefa Agencji Bezpieczeństwa Wewnętrznego. Niewydanie opinii w ustawowym terminie 90 dni od dnia otrzymania wniosku przez organ traktuje się jak brak zastrzeżeń.

Minister może odmówić wydania Pozwolenia, jeżeli stwierdzi, że jego wydanie niesie zagrożenie dla następujących wartości:

- 1) środowiska, zasobów morza lub zasobów podmorskich, w tym racjonalnej gospodarki złożami kopalin;

Project preparatory stage and development

3.1 Location Permit

Construction of OWFs is allowed only in the exclusive economic zone of the Polish maritime areas. The Permit to erect artificial islands, structures and equipment in the exclusive economic zone is the first administrative decision obtained in the investment process.

The permit is obtained based on the provisions of the UOM. An investor interested in obtaining a permit for a given area submits an application for a permit. The body competent to issue the permit is the minister in charge of maritime economy (presently the Minister of Infrastructure; hereinafter: the Minister).

The application for issuing the Permit must contain elements defined in the Act, i.e. the specification of the applicant and the project included in the application, together with the indication of:

- its proposed location (the area must correspond to one of the areas specified in Annex 2 to the OWF Act);
- area of the body of water intended for the execution and exploitation of the project and the period necessary for the execution and operation of the project;
- characteristic technical parameters of the project (in case of an OWF these include the number and dimensions of construction works, expected annual energy production, maximum installed capacity of the OWF, in accordance with Article 23 (5a) of the UOM);
- value of the planned project, including the presentation of the stages and the schedule of the project's execution and the presentation of the ways to transmit the product onshore;
- assessment of the economic, social and environmental impact.

Additionally, many detailed attachments are attached to the application, concerning, among others, the OWF technology, the environmental impact of the OWF and the investment and environmental monitoring program.

The application for issuing the Permit is subject to the opinion procedure by the authorities indicated in Article 23 (2) of the UOM, i.e. the ministers in charge of: state assets, energy, economy, climate, culture and protection of national heritage, fisheries, environment, geology, internal affairs and the Minister of National Defense, and in case of the OWF – also the Head of the Internal Security Agency. A failure to issue the opinion within the statutory period of 90 days from the date of receiving the application by the authority is treated as the lack of objections.

The Minister may refuse to issue the Permit, if he finds that the issuance of the Permit will pose a threat to the following values:

- 1) environment, marine or offshore resources, including rational management of mineral deposits;

- 2) interesu gospodarki narodowej;
- 3) obronności i bezpieczeństwa państwa;
- 4) bezpieczeństwa żeglugi morskiej;
- 5) bezpiecznego uprawiania rybołówstwa morskiego;
- 6) bezpieczeństwa lotów statków powietrznych;
- 7) podwodnego dziedzictwa archeologicznego;
- 8) bezpieczeństwa związanego z badaniami, rozpoznawaniem i eksploatacją zasobów mineralnych dna morskiego oraz znajdującego się pod nim wnętrza ziemi;
- 9) realizacji funkcji podstawowych określonych w PZPPOM.

Organy opiniujące wskazują w swoich opiniach wystąpienie ww. zagrożeń lub szczegółowe warunki i wymagania do określenia w Pozwoleniu.

W przypadku złożenia wniosku o wydanie Pozwolenia dotyczącego wyłącznej strefy ekonomicznej Minister niezwłocznie zamieszcza ogłoszenie o możliwości składania kolejnych wniosków o wydanie Pozwolenia dotyczących akwenu objętego tym wnioskiem w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej urzędu obsługującego Ministra. Jeżeli w terminie 60 dni od dnia opublikowania ogłoszenia złożony zostanie co najmniej jeden kompletny wniosek konkurencyjny (tzw. kontrwniosek) na tę lokalizację, wszczynane jest postępowanie rozstrzygające.

Przedmiotem postępowania rozstrzygającego jest wyłonienie zwycięskiego podmiotu dającego najlepszą rękojmię realizacji inwestycji w polskich obszarach morskich i wydanie mu Pozwolenia. Z tego względu w postępowaniu rozstrzygającym wnioski o Pozwolenie oceniane są wg kryteriów określonych w art. 27g ust. 1 UOM. Kryteria te to:

- 1) zgodność planowanego przedsięwzięcia z ustaleniami planu zagospodarowania przestrzennego, o którym mowa w PZPPOM;
- 2) proponowane przez wnioskodawcę okresy obowiązywania Pozwolenia, w tym daty rozpoczęcia i zakończenia budowy i eksploatacji planowanego przedsięwzięcia;
- 3) sposób zabezpieczenia środków finansowych przeznaczonych na wniesienie opłaty, o której mowa w art. 27b ust. 1 pkt 1 UOM (tj. pierwszej raty tzw. opłaty dodatkowej za wydanie Pozwolenia);
- 4) sposoby finansowania planowanego przedsięwzięcia, z uwzględnieniem środków własnych, kredytów, pożyczek oraz proponowanego dofinansowania realizacji inwestycji ze środków publicznych;
- 5) możliwości stworzenia zaplecza kadrowego, organizacyjnego i logistycznego, pozwalającego na realizację planowanego przedsięwzięcia;
- 6) wkład planowanego przedsięwzięcia w realizację unijnych i krajowych polityk sektorowych.

W ramach powyższych kryteriów szczegółowe podkryteria oceny wniosków wraz z punktacją za spełnienie danych podkryteriów określa rozporządzenie z 27 listopada 2021 r. ws. oceny wniosków w postępowaniu rozstrzygającym. Rozporządzenie to określa także sposób wybierania przez Ministra najistotniejszego kryterium oceny, za które liczba otrzymanych punktów jest podwajana (dotychczas

- 2) interest of the national economy;
- 3) defense and security of the state;
- 4) safety of sea navigation;
- 5) safety of sea fishing;
- 6) safety of flights of airplanes;
- 7) underwater archaeological heritage;
- 8) safety associated with exploration, recognition and exploitation of mineral resources of the seabed and the interior of the earth underneath;
- 9) realization of the basic functions defined in the PZPPOM.

The authorities issuing opinions indicate the occurrence of the above mentioned hazards or detailed conditions and requirements to be specified in the Permit.

In case of submitting the application for issuance of the Permit regarding the exclusive economic zone, the Minister immediately publishes an announcement about the possibility of submitting further applications for issuance of the Permit regarding the body of water covered by the application in the Public Information Bulletin on the website of the office servicing the Minister. If within 60 days from the date of publishing the announcement at least one complete competing application (so called counter-application) for this location is submitted, the determination procedure shall be initiated.

The purpose of the determination procedure is to select the winning entity which gives the best guarantee that the investment will be executed and to issue the permit. Therefore, during the determination procedure the applications for the permit are evaluated according to the criteria specified in Article 27g (1) of UOM. These criteria are as follows:

- 1) compliance of the planned project with the provisions of the spatial development plan referred to in the UOM;
- 2) validity periods of the permit proposed by the applicant, including the dates of commencement and completion of the construction and exploitation of the planned project;
- 3) the manner of securing financial means for the payment of the fee mentioned in Article 27b (1)(1) of the UOM (i.e. the first installment of the so called additional fee for the issuance of the permit);
- 4) ways of financing the planned project, including own funds, credits, loans, and proposed co-financing of the investment from public funds;
- 5) possibilities to create a personnel, organizational and logistic background for the execution of the planned project;
- 6) contribution of the planned project to the EU and national sectoral policies.

The detailed sub-criteria for the assessment of applications, along with the scores for meeting given sub-criteria, are defined in the Ordinance of November 27, 2021 on the evaluation of applications in the determination procedure. This regulation also specifies how the Minister selects the most important assessment criterion, for which the number of points received is doubled (so far it has invariably been

niezmiennie jest to sposób finansowania przedsięwzięcia) oraz dodatkowe kryteria oceny wniosków (tj. posiadanie doświadczenia w realizacji projektów wodorowych i magazynów energii oraz efektywność wykorzystania akwenu objętego wnioskiem).

Wnioskodawca, który otrzyma w postępowaniu rozstrzygającym najwięcej punktów, uzyskuje Pozwolenie. Uczestnicy postępowania rozstrzygającego niezgadzający się z jego wynikiem mogą je zaskarżyć, składając wniosek do Ministra o unieważnienie postępowania, jeżeli rażąco zostały naruszone przepisy prawa lub interesy uczestników konkursu. Od decyzji w sprawie unieważnienia postępowania rozstrzygającego uczestnikowi tego postępowania przysługuje wniosek o ponowne rozpatrzenie sprawy przez Ministra, a po wyczerpaniu tego trybu także skarga do Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Warszawie. Należy zwrócić jednak uwagę, że oprócz wymienionego trybu uczestnikowi postępowania rozstrzygającego nie przysługuje inny tryb kontroli rozstrzygnięć w tym postępowaniu.

Pozwolenie określa warunki korzystania z obszaru nim objętego przez podmiot wskazany w Pozwoleniu i daje temu podmiotowi prawo korzystania z tego obszaru zgodnie z warunkami określonymi w tym Pozwoleniu. Pozwolenie określa rodzaj przedsięwzięcia i jego lokalizację, charakterystyczne parametry techniczne przedsięwzięcia oraz szczególne warunki i wymagania wynikające z przepisów odrębnych, a w szczególności w zakresie wartości chronionych.

Pozwolenie wydaje się na okres 35 lat, z możliwością przedłużenia go o kolejne 20 lat.

Za wydanie Pozwolenia pobierana jest opłata podstawowa w wysokości 1500 PLN, uiszczana w terminie 14 dni od dnia doręczenia wezwania zapłaty. W przypadku przedsięwzięć realizowanych w wyłącznej strefie ekonomicznej uiszcza się także tzw. opłatę dodatkową, w wysokości stanowiącej 1% wartości planowanego przedsięwzięcia, określonej na podstawie cen rynkowych urządzeń i usług niezbędnych do całkowitej realizacji przedsięwzięcia, na dzień składania wniosku o wydanie Pozwolenia. Opłata dodatkowa uiszczana jest wedle następującego harmonogramu:

- 1) 10% pełnej kwoty opłaty w ciągu 90 dni od dnia, w którym decyzja o Pozwoleniu stała się ostateczna;
- 2) 30% pełnej kwoty w ciągu 30 dni od dnia, w którym rozpoczęto budowę przedsięwzięcia;
- 3) 30% pełnej kwoty w ciągu 30 dni od dnia, w którym rozpoczęto wykorzystanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń;
- 4) 30% pełnej kwoty po 3 latach od dnia dokonania wpłaty, o której mowa w pkt 3.

Podmiot, któremu udzielono Pozwolenia przed dokonaniem opłaty, o której mowa w pkt 3 powyżej, przedstawia Ministrowi informację o rzeczywistej wartości zrealizowanego przedsięwzięcia. Minister określa zaś, w drodze decyzji, wysokość opłat, o których mowa w pkt 3 i 4, biorąc pod uwagę różnicę pomiędzy faktyczną wartością zrealizowa-

the method of financing the project), as well as additional application assessment criteria (i.e. having experience in implementing hydrogen and energy storage projects and the efficiency of using the body of water covered by the application).

The applicant who receives the highest number of points in the determination procedure will obtain the Permit. The participants in the determination procedure who do not agree with the outcome of the procedure may challenge it by submitting an application to the Minister for invalidating the procedure, if the provisions of law or the interests of the participants have been grossly violated. A participant in the procedure may file a request for reconsideration of the case by the Minister, and after this procedure has been exhausted, he/she may also file a complaint with the Provincial Administrative Court in Warsaw. It should be noted, however, that apart from the aforementioned procedure, the participant in the determination procedure is not entitled to any other mode of control over the decisions.

The Permit specifies the conditions for the use of the area covered by the Permit by the entity indicated in the Permit and entitles this entity to use the area in accordance with the conditions specified in the Permit. The Permit shall specify the type and location of the project, characteristic technical parameters of the project and detailed conditions and requirements resulting from separate provisions, in particular in terms of protected values.

The permit is issued for the period of 35 years, with the possibility of extension for another 20 years.

A base fee of PLN 1500 is charged for the issuance of the permit, which is paid within 14 days from the date of delivery of the request for payment. In case of projects implemented in the exclusive economic zone, the additional fee is also payable in the amount of 1% of the value of the planned project, determined on the basis of the market prices for equipment and services necessary for the complete implementation of the project, as of the date of submitting the application for the permit. The additional fee is paid in accordance with the following schedule:

- 1) 10% of the full fee amount within 90 days of the date the Permit decision becomes final;
- 2) 30% of the full amount within 30 days from the day on which the construction of the project was commenced;
- 3) 30% of the full amount within 30 days of the date the use of artificial islands, structures, and equipment began;
- 4) 30% of the full amount after 3 years from the date of making the payment referred to in item 3.

The entity which has been granted the Permit, before making the payment referred to in item 3 above, shall submit to the Minister the information on the actual value of the executed project. The Minister shall determine, by way of a decision, the amount of the fees referred to in items 3 and 4 above, taking into account the difference between the actual value

nego przedsięwzięcia oraz wysokością opłat wniesionych zgodnie z zasadami określonymi w pkt 1 i 2 powyżej. Opłaty, o których mowa, stanowią dochód budżetu państwa i nie podlegają zwrotowi.

Zabezpieczenie Pozwolenia jest jednym z elementów obligatoryjnych celem uzyskania prekwalfikacji do udziału w aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z MFW.

3.2. Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach inwestycji

Uzyskanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach (dalej: DŚU) dla inwestycji polegającej na budowie oraz utrzymaniu morskiej farmy wiatrowej oraz zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy jest niezbędnym kamieniem milowym w procesie inwestycyjnym umożliwiającym następnie uzyskanie decyzji o pozwoleniu na budowę, a także niezbędnym warunkiem do wzięcia udziału w aukcji na uzyskanie prawa do pokrycia ujemnego salda dla energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzonej do sieci, przy czym dla potrzeb aukcji DŚU nie musi się cechować przymiotem ostateczności ani prawomocności.

Do decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach inwestycji zastosowanie znajdują zasady określone w ustawie z 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko. Najważniejsze z nich zostały przedstawione w części dedykowanej lądowym farmom wiatrowym. W niniejszej części przewodnika dedykowanej morskim farmom wiatrowym przedstawimy uwarunkowania prawne właściwe dla tego rodzaju inwestycji.

Inwestycje w zakresie instalacji wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru lokalizowane na obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej zalicza się do przedsięwzięć mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko, niezależnie od łącznej mocy nominalnej takiej elektrowni, co oznacza, że dla każdej takiej inwestycji konieczne będzie przeprowadzenie oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko (dalej: OOS).

W przypadku przedsięwzięć realizowanych na obszarach morskich organem właściwym do wydania DŚU będzie regionalny dyrektor ochrony środowiska (dalej: RDOŚ). Właściwość miejscową tego organu ustala się w odniesieniu do obszaru morskiego wzdłuż wybrzeża na terenie danego województwa.

Wnioskodawca, składając wniosek o wydanie DŚU dla takiego przedsięwzięcia, może złożyć raport OOS, albo zamiast raportu OOS, może złożyć kartę informacyjną przedsięwzięcia wraz z wnioskiem o ustalenie zakresu raportu, przy czym należy pamiętać, że ustalenie zakresu raportu jest obowiązkowe, w przypadku gdy przedsięwzięcie może transgranicznie oddziaływać na środowisko, a z taką sytuacją możemy mieć do czynienia w przypadku przedsięwzięcia

of the executed project and the amount of the fees paid in accordance with the principles specified in items 1 and 2 above. The fees in question constitute the income of the state budget and are not refundable.

The Permit security is one of the obligatory elements in order to obtain pre-qualification for the participation in the auction for the sale of electric energy from an OWF.

3.2. Decision on environmental conditions of the project

Obtaining the decision on environmental conditions for the construction and operation of an offshore wind farm and a set of power evacuation devices is an essential milestone in the investment process, which subsequently allows for obtaining the building permit, as well as a necessary condition to participate in the auction for the right to settle the negative balance of electricity generated in the offshore wind farm and feed to the grid; for the purposes of the auction the decision on environmental conditions does not have to be final and legally valid.

The decision on environmental conditions of the investment is subject to the rules set out in the Act of October 3, 2008 on publishing information about the environment and its protection, public participation in the environmental protection and environmental impact assessments. The most important of them were presented in the part dedicated to onshore wind farms. In this part of the guide dedicated to offshore wind farms we will present legal conditions applicable to this type of projects.

Investments in installations using wind power for electric energy generation located in the maritime areas of the Republic of Poland are classified as projects which may always have a significant impact on the environment, regardless of the total nominal capacity of such a power plant, which means that for each such investment it will be necessary to conduct an environmental impact assessment (hereinafter: EIA).

In the case of projects carried out in marine areas, the competent authority to issue the EIA will be the regional director for environmental protection (hereinafter: regional director). The local jurisdiction of this body is determined with reference to the maritime area along the coast in the given province.

The applicant, when applying for the issuance of the EIA for such project, may submit the EIA report, or instead of the EIA report, the project information sheet together with the application for the determination of the scope of the report, though it should be noted that the determination of the scope of the report is mandatory, when the project may have a cross-border impact on the environment, and such situation may occur in case of the project consisting

polegającego na realizacji i eksploatacji morskiej farmy wiatrowej w zależności od obszaru, na którym będzie ona realizowana. W tym drugim przypadku – ustalania zakresu raportu – RDOŚ zawiesza postępowanie do czasu przedłożenia raportu OOS.

Po przedłożeniu raportu OOS RDOŚ występuje o uzgodnienie warunków realizacji przedsięwzięcia oraz przesyła raport do wyspecjalizowanych organów. W przypadku gdy przedsięwzięcie jest realizowane na obszarze morskim, uzgodnienia muszą nastąpić także z dyrektorem urzędu morskigo.

in the execution and exploitation of an offshore wind farm, depending on the area, where it will be developed. In the latter case – determination of the scope of the report – the regional director suspends the proceedings until the EIA report is submitted.

After submitting the EIA report, the regional director applies for the agreement on the conditions of the execution of the project and sends the report to specialized bodies. If the project is developed in the maritime area, the arrangements must also be made with the director of the maritime office.

Spółka EDFR działa na polskim rynku od ponad 10 lat. Aktualnie w swoim portfelu posiadamy projekty wiatrowe na lądzie oraz fotowoltaiczne o łącznej mocy ok. 1 GW. Tym samym od lat uczestniczymy w transformacji energetycznej w Polsce i mamy zamiar o kontynuować. Ponadto, jako Konzern mamy ponad 10-letnie doświadczenie w projektowaniu, budowie i zarządzaniu morskimi farmami wiatrowymi na całym świecie. Wierzymy zatem, że możemy aktywnie uczestniczyć w realizacji Polskiego Programu Offshore. Widząc potencjał Morza Bałtyckiego, wystąpiliśmy o wydanie pozwoleń na budowę morskich farm wiatrowych w 10 lokalizacjach w polskiej części Bałtyku. To kolejny krok ukazujący nasze zaangażowanie w transformację energetyczną w Polsce.

Jesteśmy świadomi, że obszary pod budowę offshore na Bałtyku to cenny zasób, jakim dysponuje Polska. Dlatego jesteśmy także gotowi do rozmów o strategicznym partnerstwie przy realizacji projektów z polskimi firmami sektora energetycznego, tak aby przy projektach w sposób maksymalny wykorzystać połączony potencjał.

Zarówno energia, jak i kapitał mają narodowość. Dlatego istotne jest miejsce jej wytwarzania, sposób transportowania oraz źródło czerpania surowców niezbędnych do jej produkcji. Kluczowe staje się więc tworzenie krajowego potencjału produkcji energii, niezależnego od czynników zewnętrznych, jednocześnie neutralnego klimatycznie.

Energia odnawialna będzie pełniła kluczową rolę w uniezależnieniu Polski i Europy od produkcji energii z importowanych paliw kopalnych. Energia z OZE jest obecnie najtańszym sposobem produkcji energii, a rosnący udział energetyki wiatrowej w miksie energetycznym będzie obniżać ceny energii elektrycznej lub przynajmniej znacznie zmniejszać ich wzrost. Zgodnie z założeniami projektu nowelizacji przepisów dot. elektrowni wiatrowych na lądzie, powinna pojawić się możliwość wykorzystania już przygotowanych projektów, które były „zamrożone” z uwagi na wprowadzenie zasady 10H. Liberalizacja tych przepisów pozwoli na budowę do 2030 r. ok. 6 GW mocy w nowych farmach wiatrowych w Polsce.

EDFR jest gotowy do szybkiego uruchomienia farm wiatrowych na lądzie, na bazie już opracowanych projektów o mocy ponad 250 MW. Zniesienie reguły 10H pozwoliłoby także na rozpoczęcie prac nad nowymi projektami.

Ponadto taka zmiana ma szansę skokowo unowocześnić nasz sektor wiatrowy, uczynić zeń jeden z najdynamiczniejszych europejskich rynków oraz wytworzyć wiele wartościowych miejsc pracy oraz innowacyjnych przedsiębiorstw w rozwijanym łańcuchu dostaw. Takie projekty to więcej zamówień na krajowych i lokalnych rynkach przy budowie farmy, np. w branży projektowej lub budowlanej.



Alicja Chilińska-Zawadzka
Prezes Zarządu, EDF Renewables Polska
CEO, EDF Renewables Polska

EDFR has been operating in the Polish market for over 10 years. Currently, our portfolio includes onshore wind and PV projects with a total capacity of approximately 1 GW. We have been involved in the energy transition in Poland for years and we intend to continue to do so. Moreover, as a group we have more than 10 years of experience in designing, constructing and managing offshore wind farms around the world. Therefore we believe that we can actively participate in the Polish Offshore Program. Seeing the potential of the Baltic Sea, we have applied for building permits for offshore wind farms in 10 locations in the Polish part of the Baltic Sea. This is another step demonstrating our commitment to Poland's energy transition.

We are aware that offshore areas in the Baltic Sea are a valuable resource for Poland. Therefore, we are also ready to discuss strategic project partnerships with Polish energy sector companies in order to maximize the combined potential of our projects.

Both energy and capital have nationality. Therefore, it is important where energy is produced, how it is transported and where the raw materials for its production are sourced. The key is to create a national potential of energy production, independent from external factors, that is climate neutral at the same time.

Renewable energy will play a key role in making Poland and Europe independent from energy production from imported fossil fuels. Renewable energy is currently the cheapest way to produce energy, and the growing share of wind energy in the energy mix will lower electricity prices, or at least significantly reduce their growth. According to the provisions of the draft amendment to the onshore wind power plant regulations, there should be a possibility to use already prepared projects that were 'frozen' due to the introduction of the 10H rule. Liberalization of these regulations will allow for construction of about 6 GW of capacity in new wind farms in Poland by 2030.

EDFR is poised to quickly launch onshore wind farms, based on already developed projects of more than 250 MW. Abolishing the 10H rule would also allow work on new projects to begin.

In addition, such a change has the potential to leapfrog modernization of our wind sector, make it one of Europe's most dynamic markets, and create many valuable jobs and innovative businesses in the extended supply chain. Such projects mean more orders in national and local markets for the construction of wind farms, e.g. in the design and construction industry.

Podkreślamy, że w przypadku realizacji morskich farm wiatrowych w wyłącznej strefie ekonomicznej może zostać stwierdzona możliwość znaczącego transgranicznego oddziaływania na środowisko, pochodzącego z terytorium Rzeczypospolitej Polskiej – w wyniku przeprowadzenia OŚ, jak i na wniosek innego państwa członkowskiego. Oznaczało to będzie konieczność przeprowadzenia postępowania w sprawie transgranicznego oddziaływania na środowisko.

Ustawa MFW wprowadziła przepisy dedykowane postępowaniom administracyjnym dla realizacji inwestycji w zakresie morskich farm wiatrowych. Zgodnie z tymi przepisami DŚU podlega natychmiastowemu wykonaniu. Oznacza to, że DŚU staje się wykonalna z chwilą jej wydania, pomimo możliwości wniesienia od niej odwołania. Określony został także szczególny termin na wydanie DŚU – decyzja ta powinna zostać wydana w terminie 90 dni od dnia złożenia wniosku, jednakże termin ten ma dla organu charakter instrukcyjny, którego przekroczenie przez organ daje stronie jedynie możliwość wniesienia ponaglenia na zasadach określonych w Kodeksie postępowania administracyjnego. Podobnie określono, że rozpatrzenie odwołania od DŚU powinno nastąpić w ciągu 60 dni.

3.3. Wymagane ekspertyzy techniczne

Stosownie do ustawy MFW przyszły wytwórca energii elektrycznej z morskiej farmy wiatrowej ma obowiązek przedłożyć operatorowi systemu przesyłowego dwie ekspertyzy zgodności.

Pierwsza ekspertyza – projektowa – ma zostać wydana po opracowaniu projektów wykonawczych przed rozpoczęciem robót budowlanych. Druga ekspertyza – wykonawcza – ma zostać wydana po zakończeniu budowy i ma potwierdzać zgodność procesu budowy z projektem wykonawczym oraz pierwszą ekspertyzą. Druga ekspertyza jest składana do operatora jednocześnie wraz z wnioskiem o wydanie tymczasowego pozwolenia na użytkowanie (ION) w rozumieniu rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci.

Wyżej wymienione ekspertyzy mają potwierdzać zgodność morskiej farmy wiatrowej oraz zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z wymaganiami, które powinny zostać określone przez ministra właściwego do spraw klimatu, po zasięgnięciu opinii ministra właściwego do spraw budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa, w drodze rozporządzenia na podstawie delegacji ustawowej zawartej w art. 83 omawianej ustawy. Na dzień wydania niniejszego przewodnika rozporządzenie w tym przedmiocie nie zostało wydane.

Wyżej wymienione ekspertyzy może sporządzić podmiot, który udokumentuje posiadane doświadczenie w zakresie oceny dokumentacji technicznej oraz nadzoru nad budową, przebudową lub eksploatacją zespołu urządzeń służącego

We emphasize that in case of the execution of offshore wind farms in the exclusive economic zone, the possibility of a significant transboundary environmental impact may be found, coming from the territory of the Republic of Poland – as a result of the EIA or at the request of another Member State. This will mean the necessity to conduct the proceedings on transboundary environmental impact.

The OWF Act introduced provisions dedicated to administrative proceedings for the execution of offshore wind farm investments. According to these provisions the decision on environmental conditions is subject to immediate execution. This means that the decision on environmental conditions becomes enforceable upon its issuance, despite the possibility to appeal against it. A specific deadline was also set for the issuance of the decision on environmental conditions – it should be issued within 90 days from the submission of the application. Similarly, it is stipulated that an appeal against the decision on environmental conditions should be examined within 60 days.

3.3. Technical expert reports required

According to the OWF Act, the future producer of energy from an offshore wind farm is obliged to submit two expert opinions on compliance to the transmission system operator.

The first expert opinion – a design report – is to be issued after the engineering designs have been drawn up, before the commencement of the construction works. The second expert opinion – engineering report – is to be issued after the completion of construction works and is to confirm the compliance of the construction process with the engineering design and the first expert opinion. The second expert opinion is to be submitted to the operator simultaneously with the application for a provisional operating permit (ION) within the meaning of Commission Regulation (EU) 2016/631 of April 14, 2016 establishing a code concerning requirements for connection of generating units to the grid.

The aforementioned expert reports are to confirm the compliance of the offshore wind farm and the set of power output facilities with the requirements to be determined by the minister in charge of climate, after consulting the minister in charge of construction, planning and spatial development and housing, by means of an ordinance pursuant to the statutory delegation contained in Article 83 of the discussed Act. As of the date of issuance of this guide, no regulation to this effect has been issued.

The abovementioned expert opinions may be prepared by an entity, which will document its experience in the field of evaluation of technical documentation and supervision over the construction, redevelopment or operation of a set of

do wyprowadzenia mocy, obejmujące realizację co najmniej 5 projektów, w przedmiotowym lub zbliżonym zakresie, w okresie ostatnich 10 lat.

Na mocy ustawy MFW wprowadzono także zmiany do ustawy z 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim, wedle których morska farma wiatrowa oraz zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy mają być zgodne z wymaganiami w zakresie bezpieczeństwa, ochrony środowiska morskiego, ochrony granicy państwowej na morzu oraz obronności państwa. Do tej ostatniej ustawy wprowadzono także szczegółowe przepisy dotyczące sporządzania i zatwierdzania ekspertyz w tym zakresie.

Przyszły wytwórca energii elektrycznej z morskiej farmy wiatrowej ma obowiązek zapewnić sporządzenie ekspertyz w zakresie wpływu morskiej farmy wiatrowej oraz zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy na: (1) bezpieczeństwo i efektywność żeglugi statków, (2) polskie obszary morza A1 i A2 Morskiego Systemu Łączności w Niebezpieczeństwie i dla Zapewnienia Bezpieczeństwa (GMDSS) i na System Łączności Operacyjnej Morskiej Służby Poszukiwania i Ratownictwa oraz (3) Krajowy System Bezpieczeństwa Morskiego. Ekspertyzy te mają określać m.in. sposoby i środki kompensacji negatywnego wpływu. Oprócz tego konieczne jest zapewnienie planów: (1) ratowniczego i (2) zwalczania zagrożeń i zanieczyszczeń.

Wyżej wymienione ekspertyzy i plany podlegają zatwierdzeniu w drodze decyzji administracyjnej przez dyrektora urzędu morskiego właściwego dla lokalizacji morskiej farmy wiatrowej przed złożeniem wniosku o pozwolenie na budowę. Organ ten ma na to 3 miesiące i jednocześnie jest zobowiązany do zasięgnięcia opinii Dyrektora Służby SAR oraz Głównego Inspektora Rybołówstwa Morskiego (w zależności od zakresu danej ekspertyzy), które to organy mają z kolei 60 dni na wydanie opinii. Niewydanie opinii w tym terminie jest równoznaczne z brakiem zastrzeżeń.

Szczegółowe zakresy ww. ekspertyz i planów oraz wymagania dotyczące kwalifikacji i doświadczenia osób uprawnionych do ich sporządzania, jak również sposobów ich dokumentowania zostały określone odpowiednio w rozporządzeniu Ministra Infrastruktury z 15 grudnia 2021 r. w sprawie ekspertyzy nawigacyjnej i ekspertyz technicznych dla morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń oraz rozporządzeniu Ministra Infrastruktury z 15 grudnia 2021 r. w sprawie planu ratowniczego oraz planu zwalczania zagrożeń i zanieczyszczeń dla morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń.

Oprócz powyższego przyszły wytwórca energii elektrycznej z morskiej farmy wiatrowej ma obowiązek sporządzić ekspertyzy w zakresie wpływu morskiej farmy wiatrowej oraz zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy na: (1) systemy obronności państwa, w tym na system zobrazowania radiolokacyjnego, obserwacji technicznej, morskiej łączności radiowej oraz system kontroli służb ruchu lotniczego Sił Zbrojnych RP i (2) system zobrazowania radio-

devices used for power evacuation, including the execution of at least 5 projects of a discussed or similar scope, within the last 10 years.

Pursuant to the OWF Act, amendments were also made to the Act of August 18, 2011 on Maritime Safety, according to which an offshore wind farm and a set of devices for power evacuation should be compliant with the requirements on safety, protection of the marine environment, protection of the state border at the sea and national defense. The latter act also introduces detailed provisions on the preparation and approval of expert opinions in this respect.

The future producer of electricity from an offshore wind farm is obliged to ensure the preparation of expert opinions on the impact of the offshore wind farm and the set of power output facilities on: (1) the safety and efficiency of ship navigation, (2) the Polish sea areas A1 and A2 of the Maritime Distress and Safety System (GMDSS) and on the Operational Communications System of the Maritime Search and Rescue Service, and (3) the National Maritime Safety System. These expert opinions are to determine, among other things, ways and means of compensating for negative impacts. In addition, it is necessary to provide plans for (1) rescue and (2) combating hazards and pollution.

The above mentioned expert opinions and plans are subject to approval by way of an administrative decision by the director of the maritime office competent for the location of the offshore wind farm, before the submission of the application for the building permit. This authority has 3 months for such approval and at the same time it is obliged to consult the Director of the SAR Service and the Chief Inspector of Sea Fisheries (depending on the scope of the given expertise), who in turn have 60 days for issuing the opinion. A failure to issue an opinion within this period is equivalent to a lack of objections.

Detailed scopes of the above mentioned expert opinions and plans, as well as requirements concerning qualifications and experience of the persons authorized to prepare them and methods of documenting them, have been specified in the Ordinance of the Minister of Infrastructure of December 15, 2021 on navigational and technical expertise for an offshore wind farm and a set of devices, and in the Ordinance of the Minister of Infrastructure of December 15, 2021 on the rescue plan and the plan for combating threats and pollution for an offshore wind farm and a set of devices.

In addition to the above, the future producer of electricity from an offshore wind farm is required to prepare expert reports on the impact of the offshore wind farm and the set of equipment for power output on: (1) state defense systems, including the radiolocation imaging, technical observation, maritime radio communication and air traffic services control system of the Armed Forces of the Republic of Poland and (2) the radiolocation imaging, technical obser-

lokacyjnego, obserwacji technicznej i morskiej łączności radiowej Straży Granicznej.

Wyżej wymienione ekspertyzy podlegają zatwierdzeniu w drodze decyzji administracyjnej odpowiednio przez Ministra Obrony Narodowej oraz przez ministra właściwego do spraw wewnętrznych. Organy te mają na to 3 miesiące.

Minister Obrony Narodowej został zobowiązany na podstawie delegacji ustawowej z art. 113c ust. 7 ustawy o bezpieczeństwie morskim do określenia, w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw wewnętrznych, szczegółowego zakresu ww. ekspertyz. Na dzień wydania niniejszego przewodnika rozporządzenie w tym przedmiocie nie zostało wydane.

Opłata za zatwierdzenie każdej z ww. ekspertyz i każdego z ww. planów wynosi po 4000 PLN.

Należy także wspomnieć, że 2 marca 2022 r. do Sejmu RP został skierowany rządowy projekt ustawy o zmianie ustawy o bezpieczeństwie morskim oraz ustawy o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej⁸⁵, który zakłada m.in. wdrożenie mechanizmu nadzoru nad projektowaniem, budową i eksploatacją morskich farm wiatrowych, opierającego się na systemie certyfikacji obejmującym różne etapy realizacji inwestycji. Zgodnie z procedowaną nowelizacją wytwórcy energii elektrycznej z morskiej farmy wiatrowej zostaną zobowiązani do uzyskiwania certyfikatów tzw. uznanej organizacji upoważnianej przez ministra właściwego do spraw gospodarki morskiej posiadającej akredytację zgodnie z normą PN-EN ISO/IEC 17065 albo Polską Normą ją zastępującą, do wydawania takich certyfikatów.

3.4. Pozwolenie na budowę

Inwestor będący w posiadaniu ostatecznego Pozwolenia oraz DŚU może przejść do kolejnego etapu niezbędnego do realizacji inwestycji polegającej na budowie oraz eksploatacji morskiej farmy wiatrowej, jakim jest uzyskanie pozwolenia na budowę.

Roboty budowlane można rozpocząć jedynie na podstawie decyzji o pozwoleniu na budowę, chyba że określony obiekt znajduje się na liście obiektów, określonych w art. 29 Prawa Budowlanego, które nie wymagają uzyskania pozwolenia na budowę. Morskie farmy wiatrowe nie zostały wymienione we wspomnianym artykule, a ponadto z uwagi na to, że sklasyfikowane są jako przedsięwzięcia wymagające przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko, to w celu ich realizacji obowiązkowo należy uzyskać pozwolenie na budowę⁸⁶.

Organem administracji architektoniczno-budowlanej pierwszej instancji właściwym do wydania pozwolenia na budowę dla inwestycji polegającej na budowie morskiej farmy wiatrowej oraz infrastruktury przyłączeniowej znaj-

⁸⁵ Druk nr 2071, dostępny pod adresem: <https://www.sejm.gov.pl/sejm9.nsf/druk.xsp?nr=2071>.

⁸⁶ Art. 29 ust. 6 ustawy z 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (t.j. Dz.U. z 2021 r., poz. 2351 z późn. zm.).

vation and maritime radio communication system of the Polish Border Guard.

The aforementioned expert opinions are subject to approval by way of an administrative decision by the Minister of National Defense and by the competent minister for internal affairs, respectively. These authorities have 3 months to do so.

The Minister of National Defense is obliged under the delegation of legislative powers in Article 113c(7) of the Act on Maritime Safety to specify, in agreement with the minister in charge of internal affairs, the detailed scope of the above-mentioned expert reports. As of the date of issuance of this guide, the regulation on this subject has not been issued.

The fee for approval of each of the aforementioned expert opinions and plans is PLN 4,000 each.

It should also be mentioned that on March 2, 2022 the Sejm of the Republic of Poland received a government draft act amending the Act on maritime safety and the Act on maritime areas of the Republic of Poland and maritime administration⁸⁵ which, among others, provides for the implementation of a supervision mechanism for the design, construction and operation of offshore wind farms, based on a certification system covering various stages of the project development. According to the amendment, producers of electricity from offshore wind farms will be obliged to obtain certificates of the so-called "recognised organisation" authorised by the minister in charge of maritime economy, accredited in accordance with PN-EN ISO/IEC 17065 or the Polish Standard replacing it, to issue such certificates.

3.4. Building permit

The Investor in possession of the final Permit and the decision on environmental conditions may proceed to the next stage of the project, which is obtaining the building permit.

Construction works can only be commenced on the basis of the decision on the building permit, unless the particular building is included in the list of buildings and structures referred to in Article 29 of the Building Law, which do not require a construction permit. Offshore wind farms are not listed in the aforementioned article, and due to the fact that they are classified as projects requiring an environmental impact assessment, it is mandatory to obtain a building permit for their execution.⁸⁶

The body of architectural and construction administration of the first instance, competent to issue the building permit for a project consisting in the construction of an offshore wind farm and the connection infrastructure located at sea, will

⁸⁵ Document No. 2071, available on: <https://www.sejm.gov.pl/sejm9.nsf/druk.xsp?nr=2071>.

⁸⁶ Article 29(6) of the Act of July 7, 1994, Building Law (i.e., Journal of Laws of 2021, item 2351, as amended).

dującej się na morzu będzie wojewoda, który jest organem właściwym w sprawach obiektów i robót budowlanych usytuowanych na terenie pasa technicznego, portów i przystani morskich, morskich wód wewnętrznych, morza terytorialnego i wyłącznej strefy ekonomicznej⁸⁷.

Co do zasady pozwolenie na budowę obejmuje całe zamierzenie budowlane, niemniej jednak nie ma obowiązku realizowania projektu inwestycyjnego w całości za jednym razem⁸⁸. Prawo Budowlane dopuszcza bowiem, pod określonymi warunkami, możliwość etapowania i podziału przedsięwzięcia na części. Możliwość etapowania powstaje w sytuacji, gdy zamierzenie budowlane obejmuje więcej niż jeden obiekt. Inwestor, decydując się na podział przedsięwzięcia, musi mieć jednak na uwadze, że pozwolenie na budowę może dotyczyć obiektu lub zespołu obiektów, które mogą funkcjonować samodzielnie zgodnie z ich przeznaczeniem⁸⁹. Etapowanie zamierzenia budowlanego następuje tylko i wyłącznie na wyraźny wniosek inwestora, który składając wniosek o wydanie pozwolenia na budowę, określa, na czym ma polegać planowane zamierzenie budowlane⁹⁰.

Jakkolwiek wydaje się, że również przedsięwzięcia polegające na budowie morskiej farmy wiatrowej mogą podlegać etapowaniu, to w praktyce kluczowe będzie dokonanie prawidłowego podziału zamiaru budowlanego na odpowiednie części mogące samodzielnie funkcjonować zgodnie z ich przeznaczeniem. Przeznaczeniem morskich farm wiatrowych jest produkcja energii elektrycznej wytwarzanej dzięki sile wiatru. Jak wynika z analizy orzecznictwa w przedmiocie etapowania inwestycji polegających na budowie lądowych farm wiatrowych, celem takich elektrowni nie jest jednak wytwarzanie energii wyłącznie na własne potrzeby, konieczne jest zatem uwzględnienie w projekcie budowlanym infrastruktury przesyłowej bądź przyłącza elektroenergetycznego, ponieważ w wypadku budowy tylko i wyłącznie elektrowni wiatrowej, nie można mówić o samodzielnym funkcjonowaniu zgodnie z jej przeznaczeniem⁹¹.

Inwestor wraz z wnioskiem o pozwolenie na budowę załącza projekt zagospodarowania działki lub terenu oraz projekt architektoniczno-budowlany (wraz ze wszystkimi pozwoleniami, uzgodnieniami oraz opiniami wymaganymi przepisami szczególnymi). Ponadto inwestor załącza oświadczenie o posiadaniu prawa do dysponowania nieruchomością na cele budowlane oraz pozwolenie na wzniesienie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji

⁸⁷ Art. 82 ust. 3 pkt 1 ustawy z 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (t.j. Dz.U. z 2021 r., poz. 2351 z późn. zm.).

⁸⁸ Kosicki Artur. Art. 33 w: Prawo budowlane. Komentarz aktualizowany [online]. System Informacji Prawnej LEX.

⁸⁹ Art. 33 ust. 1 ustawy z 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (t.j. Dz.U. z 2021 r., poz. 2351 z późn. zm.).

⁹⁰ Kosicki Artur. Art. 33 w: Prawo budowlane. Komentarz ... op. cit.

⁹¹ Tak m.in. Naczelny Sąd Administracyjny w wyroku z 11 kwietnia 2018 r. II OSK 1697/17, Sąd jednak wskazał, że nie można wykluczyć sytuacji, w której produkowana energia będzie gromadzona w magazynach energii, w takim bowiem przypadku elektrownia wiatrowa mogłaby samodzielnie funkcjonować zgodnie z przeznaczeniem.

be the voivode (*wojewoda*), who is the competent authority in cases of built structures and construction works situated in the technical zone, seaports and harbors, internal sea waters, territorial sea and the exclusive economic zone.⁸⁷

As a rule, the building permit embraces the entire construction undertaking, however, there is no obligation to execute the entire project at one time.⁸⁸ The Building Law allows, under certain conditions, the possibility of staging and dividing the project into parts. The possibility of division into stages occurs in a situation when the construction project includes more than one structure. However, when deciding to divide the project, the investor must take into account the fact that the building permit may concern a structures or a group of structures which can function independently according to their purpose.⁸⁹ Dividing a construction project into stages takes place only and exclusively at the express request of the investor, who, when applying for a building permit, specifies what the planned construction project is to consist of.⁹⁰

Although it seems that projects consisting in the construction of an offshore wind farm may also be subject to division into stages, in practice it will be crucial to divide the construction project into appropriate parts, which may independently operate in accordance with their purpose. The purpose of offshore wind farms is the production of electric energy generated by wind power. As it results from the analysis of the judicature regarding staging of investments consisting in the construction of onshore wind farms, the purpose of such power plants is not only to generate energy for one's own needs, therefore it is necessary to include the transmission infrastructure or the power connection in the construction project, because in the case of construction of a wind power plant only, it would be impossible to talk about its independent functioning in accordance with its purpose.⁹¹

The investor attaches the plot or land development project and the architectural-construction project (along with all permits, agreements and opinions required by special regulations) to the application for a building permit. Moreover, the investor attaches a statement about the right to administer the real estate for construction purposes and a Permit for erecting or exploiting artificial islands, struc-

⁸⁷ Article 82(3)(1) of the Act of July 7, 1994, Construction Law (i.e., Journal of Laws of 2021, item 2351, as amended).

⁸⁸ Kosicki Artur. Article 33 in: Prawo budowlane. Komentarz aktualizowany [online]. System Informacji Prawnej LEX.

⁸⁹ Article 33 (1) of the Act of July 7, 1994, Building Law (i.e., Journal of Laws of 2021, item 2351, as amended).

⁹⁰ Kosicki Artur. Art. 33 in: Prawo budowlane. Komentarz aktualizowany [online] ... op. cit.

⁹¹ According to, i.a., the Supreme Administrative Court in the judgment of April 11, 2018, II OSK 1697/17. The Court indicated, however, that a situation cannot be excluded in which the energy generated will be stored in energy storages, as in such a case the wind power plant could independently operate as intended.

i urządzeń w polskich obszarach morskich⁹². W przypadku oświadczenia mogą powstać pewne wątpliwości interpretacyjne, bowiem nie można uznać, że obszar morski wyłącznej strefy ekonomicznej, na którym zostanie zlokalizowana morska farma wiatrowa, stanowi nieruchomość w rozumieniu Kodeksu Cywilnego.

Zgodnie bowiem z art. 46 ust. 1 Kodeksu Cywilnego „nieruchomościami są części powierzchni ziemskiej stanowiące odrębny przedmiot własności (grunty), jak również budynki trwale z gruntem związane lub części takich budynków, jeżeli na mocy przepisów szczególnych stanowią odrębny od gruntu przedmiot własności”⁹³.

Ministerstwo rozwoju w odpowiedzi na interpelację poselską dotyczącą opisanego powyżej problemu wskazało, że dokonując wykładni celowościowej Prawa Budowlanego oraz ustawy o obszarach morskich, należy stwierdzić, że pozwolenie na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich „stanowi jedyną podstawę do dysponowania obszarem morskim na cele budowy morskiej farmy wiatrowej i podmiot planujący taką inwestycję, który uzyskał przedmiotowe pozwolenie, jest uprawniony do złożenia, w ramach procedury uzyskiwania pozwolenia na budowę, oświadczenia o posiadanym prawie do dysponowania nieruchomością na cele budowlane”⁹⁴.

Jeżeli projekt budowlany jest kompletny, posiada wszystkie niezbędne opinie oraz uzgodnienia, jest zgodny z przepisami (również techniczno-budowlanymi), jest zgodny z ustaleniami zawartymi w pozwoleniu na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich, organ administracji architektoniczno-budowlanej wydaje decyzję o pozwoleniu na budowę.

Co do zasady organy administracji architektoniczno-budowlanej mają 65 dni na wydanie decyzji o pozwoleniu na budowę, jednak w przypadku morskich farm wiatrowych zastosowanie znajdują szczególne rozwiązania przewidziane w ustawie MFW. W celu przyspieszenia budowy i rozpoczęcia eksploatacji morskich farm wiatrowych, w ustawie MFW wprowadzono kilka rozwiązań, które zapewnić mają sprawne przeprowadzenie postępowań dotyczących morskich farm wiatrowych. Do postępowań tych ustawa zalicza m.in. postępowania w przedmiocie wydania pozwolenia na budowę.

Pozwolenie na budowę wydane w celu realizacji inwestycji polegającej na budowie oraz utrzymywaniu morskich farm wiatrowych wydaje się w terminie 90 dni od dnia złożenia

⁹² Art. 33 ust. 2 ustawy z 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (t.j. Dz.U. z 2021 r., poz. 2351 z późn. zm.).

⁹³ Art. 45 ustawy z 23 kwietnia 1964 r. Kodeks cywilny (t.j. Dz.U. z 2020 r., poz. 1740 z późn. zm.).

⁹⁴ Odpowiedź podsekretarza stanu w Ministerstwie Infrastruktury i Rozwoju – z upoważnienia ministra – z 20 czerwca 2014 r. na interpelację nr 26476 w sprawie warunków uzyskania pozwolenia na budowę dla morskich farm wiatrowych.

tures and equipment in Polish maritime areas.⁹² In case of the statement some interpretation doubts may arise, because it cannot be concluded that the maritime area of the exclusive economic zone, where the offshore wind farm will be located, constitutes real property within the meaning of the Civil Code.

In accordance with the Article 46(1) Section 1 of the Civil Code "real property includes parts of the earth's surface constituting a separate object of ownership (land), as well as buildings permanently connected with the land or parts of such buildings, if under specific provisions they constitute an object of ownership separate from the land."⁹³

The Ministry of Development, in the reply to the MP's inquiry regarding the above described problem, indicated that by the objective interpretation of the Building Law and the Act on maritime areas, it should be stated that the permit to erect or exploit artificial islands, installations and equipment in Polish maritime areas "constitutes the only basis to dispose of the maritime area for the purposes of the construction of an offshore wind farm and the entity planning such investment, which obtained the said permit, is entitled to submit, in the course of the procedure for obtaining the building permit, the statement on the possessed right to dispose of the real property for construction purposes."⁹⁴

If the construction design is complete, has all necessary opinions and agreements, complies with the regulations (including technical and construction regulations), complies with the provisions included in the permit for erection or use of artificial islands, structures and equipment in Polish maritime areas, the architectural-construction administrative authority issues a decision on the building permit.

Generally, the bodies of architectural and construction administration have 65 days to issue the decision on the building permit, however, in case of offshore wind farms special solutions provided for in the OWF Act apply. In order to accelerate the construction and start of the exploitation of offshore wind farms, the OWF Act introduces several solutions, which are to ensure the efficient conduct of the proceedings concerning offshore wind farms. These proceedings include, among others, the procedure for obtaining a building permit.

A building permit issued for the purpose of the development of a project consisting in the construction and maintenance of offshore wind farms is issued within 90 days from the submission of an application for the issuance of such

⁹² Article 33(2) of the Act of July 7, 1994, Building Law (i.e., Journal of Laws 2021, item 2351, as amended).

⁹³ Article 45 of the Act of April 23, 1964, Civil Code (i.e. Journal of Laws of 2020, item 1740, as amended).

⁹⁴ Reply of the Undersecretary of State at the Ministry of Infrastructure and Development – under the authority of the Minister – of June 20, 2014 to the interpellation no. 26476 on the conditions for obtaining building permits for offshore wind farms

wniosku o wydanie takiej decyzji, natomiast termin na rozpatrzenie odwołania wynosi 60 dni od dnia jego wpływu⁹⁵.

Co więcej, w postępowaniu przed organem wyższego stopnia oraz przed sądem administracyjnym nie można uchylić takiego pozwolenia na budowę w całości ani stwierdzić jego nieważności w całości, gdy wadą dotknięta jest tylko część decyzji dotycząca części inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.

Pozwolenie na budowę wydane dla morskiej farmy wiatrowej podlega dodatkowo natychmiastowemu wykonaniu.

Jeżeli w terminie 3 lat od dnia, w którym pozwolenie na budowę stało się ostateczne, budowa nie została rozpoczęta lub jeżeli budowa została przerwana na czas dłuższy niż 3 lata, decyzja o pozwoleniu na budowę wygasa⁹⁶. Upływ opisanego terminu powoduje utratę mocy pozwolenia oraz uprawnień w nim zawartych. Jeżeli inwestor chciałby kontynuować realizację przedsięwzięcia, zmuszony będzie do uzyskania nowego pozwolenia na budowę.

Dodatkowo, jeżeli w ciągu 3 lat od dnia, w którym decyzja o pozwoleniu na budowę stała się ostateczna, nie zostanie rozpoczęta budowa sztucznej wyspy, konstrukcji i urządzeń, organ, który wydał PSzW, stwierdza, w drodze decyzji, wygaśnięcie również tego pozwolenia.

3.5. Decyzje administracyjne dla infrastruktury przesyłowej

Ułożenie oraz utrzymywanie kabli podmorskich stanowiących część infrastruktury przyłączeniowej łączącej morskie farmy wiatrowe z infrastrukturą sieciową zlokalizowaną na lądzie i pozwalających na przesyłanie energii elektrycznej wytworzonej na morzu do krajowej sieci elektroenergetycznej wymaga uzyskania odrębnego pozwolenia dla kabli zlokalizowanych na obszarach morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego oraz odrębnego uzgodnienia wydawanego w drodze decyzji dla kabli zlokalizowanych w wyłącznej strefie ekonomicznej⁹⁷.

Organem właściwym do wydania pozwolenia dla kabli zlokalizowanych na obszarze morskich wód wewnętrznych oraz morza terytorialnego jest właściwy terytorialnie dyrektor urzędu morskiego, natomiast dla kabli w wyłącznej strefie ekonomicznej minister właściwy do spraw gospodarki morskiej⁹⁸. Wydanie pozwolenia oraz uzgodnienia poprze-

⁹⁵ Art. 76 ust. 2 oraz ust. 5 ustawy z 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz.U. z 2021 r., poz. 234 z późn. zm.).

⁹⁶ Art. 37 ustawy z 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (t.j. Dz.U. z 2021 r., poz. 2351 z późn. zm.).

⁹⁷ Art. 26 ust. 1 oraz art. 27 ust. 1 ustawy z 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (t.j. Dz.U. z 2022 r., poz. 457).

⁹⁸ Ibidem, art. 26 ust. 2 oraz art. 27 ust. 1.

decision, whereas the deadline for the examination of the appeal is 60 days of the date of its receipt.⁹⁵

Furthermore, in the proceedings before a higher level authority and before an administrative court, such a building permit cannot be revoked in its entirety or declared invalid in its entirety, if only a part of the decision regarding a part of the offshore wind farm project with a set of power output devices, is flawed.

The building permit issued for an offshore wind farm is additionally subject to immediate execution.

If within 3 years from the date on which the building permit becomes final, the construction has not commenced or if the construction has been interrupted for a period longer than 3 years, the decision on the building permit expires.⁹⁶ The expiration of that term results in the loss of validity of the permit and the rights included therein. If the investor wants to continue the project, he or she will have to obtain a new building permit.

In addition, if within 3 years from the date, on which the decision on the building permit became final, the construction of the artificial island, structures and equipment does not commence, the authority, which issued the Permit to erect and exploit artificial islands, structures and equipment, states, by way of a decision, that the Permit also expires.

3.5. Administrative decisions for transmission infrastructure

Laying and maintaining submarine cables that are part of the connection infrastructure linking offshore wind farms to the grid infrastructure located onshore and allowing the transmission of electricity generated offshore to the national power grid requires a separate permit for cables located in internal sea waters and territorial sea and a separate approval issued by way of decision for cables located in the exclusive economic zone.⁹⁷

The body competent to issue the permit for cables located in internal sea waters and territorial sea is the territorially competent director of the maritime office, whereas for cables in the exclusive economic zone – the minister in charge of maritime economy.⁹⁸ The issuance of the permit and approval is preceded by the procedure of issuing opinions

⁹⁵ Article 76(2) and (5) of the Act of December 17, 2020 on the promotion of electricity generation in offshore wind farms (Journal of Laws of 2021, item 234, as amended).

⁹⁶ Article 37 of the Act of July 7, 1994, Building Law (i.e., Journal of Laws of 2021, item 2351, as amended).

⁹⁷ Article 26 (1) and 27 (1) of the Act of March 21, 1991 on maritime areas of the Republic of Poland and maritime administration (i.e. in text in Journal of Laws of 2022, item 457).

⁹⁸ Ibid, Articles 26(2) and 27(1).

dzony jest procedurą opiniowania przez ministrów właściwych do spraw: aktywów państwowych, energii, gospodarki, klimatu, kultury i ochrony dziedzictwa narodowego, rybołówstwa, środowiska, geologii, gospodarki wodnej, wewnętrznych oraz Ministra Obrony Narodowej, a w przypadku zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu ustawy z 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych – również Szefa Agencji Bezpieczeństwa Wewnętrznego. Ponadto w procedurze opiniowania dla kabli zlokalizowanych na obszarach morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego uczestniczy minister właściwy do spraw rozwoju regionalnego (w zakresie zgodności z ustaleniami koncepcji przestrzennego zagospodarowania kraju) oraz właściwy wójt, burmistrz albo prezydent miasta (jeżeli przewiduje się przebieg kabli na odcinku lądowym)⁹⁹.

Zarówno w pozwoleniu, jak i uzgodnieniu ustalana jest lokalizacja kabli oraz sposoby/warunki ich utrzymywania. Okres, na jaki wydawane jest pozwolenie oraz uzgodnienie, określa inwestor we wnioskach, w obu przypadkach nie może jednak przekraczać 35 lat (po upływie tego okresu istnieje możliwość przedłużenia ich ważności na okres do 20 lat).

Podobnie jak w przypadku PSzW ustawodawca uzależnia zachowanie ważności pozwolenia oraz uzgodnienia od podjęcia kolejnych kroków mających na celu doprowadzenie do realizacji wnioskowanych inwestycji. Pozwolenie oraz uzgodnienie wygasną, jeżeli inwestor od uzyskania przez nie przymiotu ostateczności w terminie 10 lat nie rozpocznie układania kabli albo w terminie 15 lat nie zostanie podjęte ich wykorzystywanie. Stwierdzenie wygaśnięcia następuje w drodze decyzji¹⁰⁰.

W przypadku pozwolenia oraz uzgodnienia na układanie i utrzymywanie kabli odpowiednie zastosowanie znajdują niektóre przepisy regulujące wydawanie pozwoleń na wznoszenie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń. Należą do nich przepisy określające zasady postępowania opiniującego, przesłanki odmowy wydania pozwolenia i uzgodnienia, obligatoryjne elementy obu decyzji czy treść i forma wniosków wszczynających postępowania. Ponadto podobnie jak w przypadku PSzW uregulowana została kwestia opłat, z tym wyjątkiem, że w przypadku pozwoleń dotyczących infrastruktury przesyłowej nie wnosi się opłaty dodatkowej w wysokości stanowiącej 1% wartości planowanego przedsięwzięcia¹⁰¹.

Wśród różnic pomiędzy pozwoleniem na układanie i utrzymywanie kabli na obszarach morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego, a uzgodnieniem w przedmiocie lokalizacji oraz sposobów utrzymywania kabli na obszarze wyłącznej strefy ekonomicznej, wskazać można dodatkowy warunek w przypadku uzgodnienia, jakim jest nieutrudnianie wykonywania praw Rzeczypospolitej w wyłącznej

by the ministers responsible for the following issues: state assets, energy, economy, climate, culture and protection of national heritage, fisheries, environment, geology, water management, internal affairs and the Minister of National Defense, and in the case of the set of devices used for power evacuation within the meaning of the Act of December 17, 2020 on the promotion of electricity generation in offshore wind farms – also by the Head of the Internal Security Agency. Furthermore, the minister in charge of regional development participates in the opinion procedure for the cables located in the areas of internal sea waters and territorial sea (in terms of compliance with the provisions of the national spatial development concept) and the appropriate head of the commune (*gmina*), mayor or town president (if the cable is planned to run through a land section).⁹⁹

Both the permit and the approval specify the location of the cables and methods/conditions of their maintenance. The period which the permit and the approval are granted for is specified by the investor in the applications, but in both cases it cannot exceed 35 years (after expiry of that period there is a possibility of extending their validity for up to 20 years).

Similarly as in the case of the Permit to erect artificial islands, structures and equipment, the lawmakers makes the validity of the permit and the approval dependent on taking the next steps to develop the project applied for. The permit and the approval will expire if the investor has not commenced laying the cable within 10 years after the permit and approval becoming final, or has not commenced using the cable within 15 years. The expiry shall be declared by means of a decision.¹⁰⁰

In the case of permits and approvals for the laying and maintenance of cables, certain provisions regulating the issuance of permits to erect artificial islands, structures and equipment shall apply accordingly. These include the provisions defining the principles of the opinion-forming procedure, grounds for refusal to issue the permit and approval, obligatory elements of both decisions or the content and form of the applications initiating the proceedings. Moreover, similarly to the Permit to erect artificial islands, structures and equipment, the issue of fees is regulated, with the exception that in the case of permits for transmission infrastructure, no additional fee is payable in the amount of 1% of the value of the planned project.¹⁰¹

As far as the differences between the permit for laying and maintaining cables in the areas of internal waters and territorial sea and the approval regarding the location and maintenance of cables in the exclusive economic zone are concerned, there is an additional condition in the case of the approval, which is not to obstruct the exercise of the rights of the Republic of Poland in the exclusive economic zone, and

⁹⁹ Ibidem, art. 26 ust. 2 oraz art. 27 ust. 1

¹⁰⁰ Ibidem, art. 26 ust. 5–6 oraz art. 27 ust. 1a.

¹⁰¹ Ibidem, art. 26 ust. 4 oraz art. 27 ust. 1a.

⁹⁹ Ibid, Article 26(2) and Article 27(1).

¹⁰⁰ Ibid, Articles 26(5–6) and 27(1a).

¹⁰¹ Ibid, Article 26(4) and Article 27(1a).

strefie ekonomicznej, czy możliwość stwierdzenia wygaśnięcia w przypadku pozwolenia, jeżeli układanie i utrzymywanie odbywa się niezgodnie z warunkami określonymi w pozwoleniu¹⁰².

4 Finansowe aspekty inwestycji w morską energetykę wiatrową w Europie

4.1. Nakłady inwestycyjne

Nakłady inwestycyjne ponoszone w przypadku budowy morskich farm wiatrowych (dalej „MFW”) w naturalny sposób są wyższe niż te, które dotyczą elektrowni lądowych. Wiąże się to z trudnościami związanymi z transportem i budową stanowisk, a także generalnie wyższą kapitałochłonnością inwestycji w turbiny wykorzystywane na morzu.

W pierwszym etapie ponoszone koszty DEVEX (development expenses) dotyczą przede wszystkim przygotowania projektu. Na tym etapie należy ponieść koszty badania dna morskiego, przygotowania założeń projektowych i inżynierskich, doradztwa inżynierskiego w zakresie instalacji elektrycznych, pozyskania pozwoleń na prace wykonywane na lądzie, koszty usług prawnych (m.in. w kwestii wsparcia przy zawieraniu umów dotyczących tytułu do gruntu), koszty badań środowiskowych i ekspertyz technicznych, koszty studium wykonalności budowy w zakresie O&M oraz koszty usług architektonicznych. Wśród kosztów ponoszonych lokalnie wymienia się m.in. opłaty na rzecz operatora sieci za przyłączenie oraz opłaty za wydanie pozwolenia na budowę oraz pozwolenia na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich.

Dalszym etapem jest budowa MFW. W jej wypadku mówimy już o kosztach CAPEX (capital expenditures), które zawierają w sobie następujące kategorie: fundamenty, turbiny wiatrowe (zakup, dostawa, montaż), zespół urządzeń służących do wyprowadzania mocy (m.in. stacja elektroenergetyczna na morzu i na lądzie, kable podmorskie wewnętrzne, linia kablowa do stacji elektroenergetycznej na lądzie), instalacje (platformy pośrednie, port serwisowy oraz port instalacyjny, działalność instalacyjna).

Proces instalacji MFW dzieli się na następujące etapy:

- a) Procesy wstępne i badawcze
- b) Instalacja fundamentów
- c) Instalacja morskiej stacji elektroenergetycznej
- d) Instalacja okablowania
Można podzielić ją na 2 etapy – etap układania kabli na odcinku morskim oraz na odcinku lądowym.
- e) Instalacja turbin wiatrowych i rozruch
- f) Budowa lądowej stacji elektroenergetycznej
- g) Budowa bazy eksploatacyjnej.

¹⁰² R. Zajdler, *Regulacje prawa krajowego dotyczące inwestycji w farmy wiatrowe (wybrane aspekty)*, Instytut Sobieskiego, 2012, s. 132.

the possibility of declaring the permit expired if the laying and maintenance are performed in violation of the conditions specified in the permit.¹⁰²

Financial aspects of investing in offshore wind energy in Europe

4.1. Investment outlays

Investment outlays for the construction of offshore wind farms (hereinafter: "OWF") are naturally higher than those for the onshore power plants. This is due to the difficulties associated with the transport and construction of the sites, as well as generally higher capital intensity of the investment in turbines used at sea.

At the first stage, DEVEX costs (development expenses) relate primarily to project preparation. At this stage the expenses to incur include: costs of seabed exploration, preparing design and engineering assumptions, engineering consultancy in the field of electrical installations, obtaining permits for onshore works, costs of legal services (e.g. in terms of assistance in concluding agreements concerning the title to land), costs of environmental studies and technical expert opinions, costs of construction feasibility study in terms of O&M and costs of architectural services. The locally incurred costs include the fees for the network operator for the connection and the fees for the issuance of the building permit and the permit to erect or exploit artificial islands, structures and equipment in Polish maritime areas.

The next stage is the construction of the OWF. In this case we talk about CAPEX (capital expenditures), which include the following categories: foundations, wind turbines (purchase, delivery, installation), a set of devices for power evacuation (e.g. offshore and onshore substation, internal seabed cables, cable line to the onshore substation), installations (intermediate platforms, service and installation port, installation works).

The OWF installation process is divided into the following stages:

- a) Preliminary and survey processes
- b) Installation of foundations
- c) Installation of offshore substation
- d) Installation of cabling
This can be divided into 2 stages – the stage of laying cables on the offshore section and the onshore section.
- e) Installation of wind turbines and start-up
- f) Construction of the onshore substation
- g) Construction of the operation base.

¹⁰² Zajdler, *Regulacje prawa krajowego dotyczące inwestycji w farmy wiatrowe (wybrane aspekty)*, Instytut Sobieskiego, 2012, p. 132.

Tabela 13. Udział poszczególnych kategorii CAPEX-owych w budowie MFW w Polsce

Element / Element	Udział % / Share %
Turbiny / Turbines	51
Fundamenty / Foundations	14
Sieci kablowe / Cabling	12
Morska stacja transformatorowa / Offshore transformer station	7
Prace lądowe (w tym lądowa stacja) / Onshore works (including an onshore station)	5
Instalacja / Installing	11
SUMA / Total	100

Źródło: Baker Tilly TPA na podstawie Planów Łańcucha Dostaw MFW udostępnionych przez URE

Table 13. Share of particular CAPEX categories in the construction of OWF in Poland

Source: Baker Tilly TPA based on OWF Supply Chain Plans provided by the URE

W tabeli zaprezentowano modelowy podział powyższych kategorii w ramach sumy ponoszonych wydatków inwestycyjnych. Przedstawione dane zawierają uśrednione wartości udziału wydatków inwestycyjnych ponoszonych przy budowie MFW. Warto zwrócić uwagę, że koszty będą wzrastać w wypadku rosnącej odległości farmy od brzegu w związku z koniecznością transportu elementów. Wyższe nakłady mogą być uzasadnione, ponieważ dalsze regiony charakteryzują się wyższą wietrznością, co zwiększa produktywność (a w efekcie zwrot z inwestycji) danej farmy. Przykładowo: obszar Ławicy Środkowej charakteryzuje się najlepszymi warunkami wietrznymi, jest jednak znacząco oddalony od brzegu, co zwiększa konieczne do poniesienia wydatki inwestycyjne.

Innym elementem, który wpływa na wysokość CAPEX oraz produktywność danej farmy, jest stopień zagęszczenia (liczony w MW/km²). Zasadniczo im większe zagęszczenie, tym mniejszy będzie wydatek przy instalacji, jednak gorsza będzie przyszła produktywność. Wiąże się to z efektem zaburzenia przepływu wiatru, czyli tak zwanym cieniem aerodynamicznym. Średnia gęstość wśród projektów rozwijanych w pierwszej fazie rozwoju polskiego rynku offshore wynosi 7,14 MW/km².

W kontekście kosztów ponoszonych na zakup turbin obserwuje się odwrotną proporcjonalność kosztów do mocy zainstalowanej. Im większa moc instalowanej turbiny, tym niższy koszt instalacji w przeliczeniu na 1 MW.

Zebraliśmy informacje na temat wielkości poniesionych lub planowanych wydatków inwestycyjnych na budowę MFW na Bałtyku. Skorzystaliśmy z trzech źródeł, którymi są:

- Dane historyczne dla farm na Morzu Bałtyckim w innych państwach (Niemcy, Dania, Szwecja, Finlandia) – wykorzystane jako reprezentatywny dla Polski przykład;
- Szacunki Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej;
- Założenia CAPEX-owe dla polskich MFW składane w URE w ramach wniosków o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda w związku z ustawą z 17 grudnia

The table presents a model division of the above categories within the total of incurred investment outlays. The presented data contain average values of the share of investment expenditures incurred during the construction of an OWF. It is worth noting that the costs will increase in case of a growing distance of the farm from the shore due to the need to transport the elements. Higher expenditures may be justified, as further regions are characterized by higher windiness, which increases the productivity (and thus the return on investment) of the farm. For example, the Central Shoal area has the best wind conditions but is significantly further from shore, which increases the capital expenditure required.

Another element that affects the CAPEX and productivity of the farm is the density (measured in MW/km²). In general, the higher the density, the lower the CAPEX will be, but the lower the future productivity. This is due to the effect of wind disturbance, the so-called aerodynamic shadow. The average density among the projects developed in the first phase of the Polish offshore market development is 7.14 MW/km².

In the context of costs incurred for purchase of turbines, an inverse proportionality of costs to the installed capacity is observed. The higher the installed turbine power, the lower the installation cost per 1 MW.

We have collected information about the amount of incurred or planned investment expenditures for the construction of OWF in the Baltic Sea. We used three sources, which are:

- Historical data for farms in the Baltic Sea in other countries (Germany, Denmark, Sweden, Finland) – used as a representative example for Poland;
- Polish Wind Energy Association estimates;
- CAPEX assumptions for Polish OWFs submitted to the URE as part of the applications for the negative balance

2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych.

Zrezygnowaliśmy z porównania ponoszonych wydatków inwestycyjnych w projektach offshore realizowanych w innych akwenach europejskich (Morze Północne, Morze Irlandzkie) i światowych ze względu na indywidualną specyfikę powiązaną m.in. z głębokością oraz odległością od brzegu.

Na wykresie zaprezentowany został zakres nakładów inwestycyjnych w przeliczeniu na 1 MW oraz średnia szacowanego poziomu wydatków.

following the Act of December 17, 2020 on the promotion of electricity generation in offshore wind farms.

We resigned from comparing capital expenditures incurred in offshore projects implemented in other European (the North Sea, the Irish Sea) and global basins due to individual specifics related to, e.g. depth and distance from shore.

The chart presents the range of capital expenditures per MW and the average estimated level of expenditures.

Wykres 25. Szacowany CAPEX/1 MW dla inwestycji w MFW w Polsce

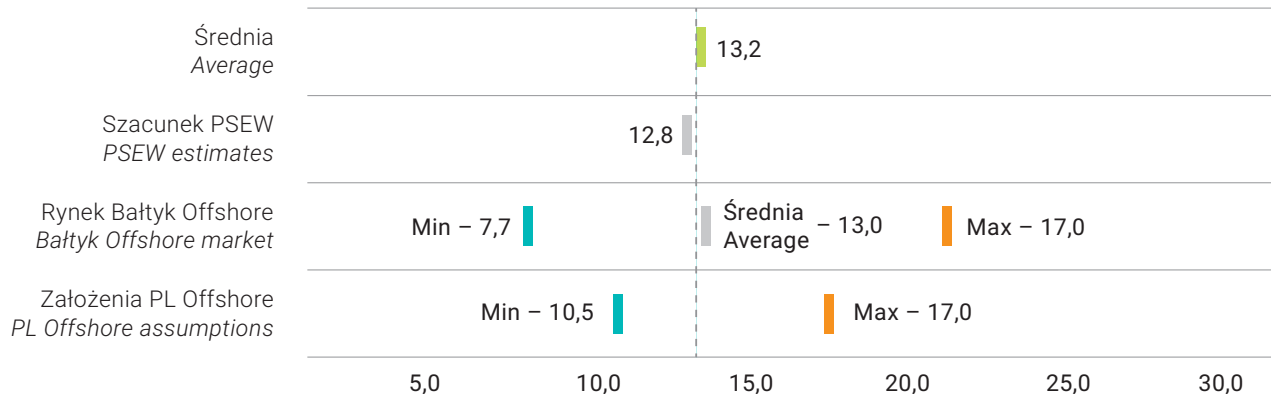


Chart 25. Estimated CAPEX/1 MW for OWF Investments in Poland

Źródło: Baker Tilly TPA

Source: Baker Tilly TPA

Wartości historyczne zaobserwowane dla farm wiatrowych na wodach Morza Bałtyckiego należących do innych krajów ograniczono jedynie dla farm, które rozpoczęły działalność po 2010 r., ze względu na konieczność zachowania spójności i porównywalności, m.in. z powodu dużych zmian w technologiach¹⁰³. Dane te dotyczą 6 farm o łącznej mocy zainstalowanej 1,3 GW. Średni CAPEX tych projektów w mln PLN przeliczony na 1 MW wyniósł ok. 13 mln PLN.

Historical values recorded for wind farms in the Baltic Sea belonging to other countries were limited only to farms that started operation after 2010, for reasons of consistency and comparability, e.g. due to major changes in technologies.¹⁰³ This data refers to 6 farms with a total installed capacity of 1.3 GW. The average CAPEX of these projects in million PLN per 1 MW was approximately 13 million PLN.

Szacunki PSEW oparte są na ekspertyzach oraz badaniach rynkowych, wyrażonych w cenach z 2022 r. Sugerują one CAPEX w wysokości 2,715 mln EUR/1 MW, co przy założeniu kursu EURPLN na poziomie 4,70 daje wartość 12,8 mln PLN/ 1 MW mocy zainstalowanej.

The PSEW's estimates are based on expert opinions and market research expressed in 2022 prices. They suggest a CAPEX of EUR 2.715 million/1 MW, which, assuming a EURPLN exchange rate of 4.70, gives a value of PLN 12.8 million / 1 MW of installed capacity.

Ponadto szacunek zakresu CAPEX/1 MW dla polskich farm wiatrowych powstających na Morzu Bałtyckim mieści się w dość szerokim przedziale 10,5–17,0 mln PLN/1 MW.

Moreover, the CAPEX range for Polish wind farms built in the Baltic Sea was estimated to be in the range of PLN 10.5–17.0m per MW.

Sugerowana przez nas wartość wydatków inwestycyjnych pochodzi ze średniej wynikającej z 3 powyższych źródeł. Wartość CAPEX na 1 MW mocy zainstalowanej na

Our suggested value of CAPEX comes from the average derived from the above 3 sources. We estimate CAPEX per 1 MW of installed capacity in the Baltic Sea in 2022 at approximately PLN 13 million/1 MW.

¹⁰³ Przykładowo: moc jednej turbiny zainstalowanej w 2003 r. na MFW Nysted I w Danii wynosi 2,3 MW, co jest obecnie bardziej charakterystyczne dla farm lądowych niż morskich.

¹⁰³ For example: the power of one turbine installed in 2003 at the Nysted I offshore wind farm in Denmark is 2.3 MW, which is now more characteristic of onshore farms rather than offshore.

Morzu Bałtyckim szacujemy w 2022 r. w przybliżeniu na 13 mln PLN/1 MW.

Powyższy szacunek sformułowano na podstawie hipotetycznej farmy wiatrowej na polskiej części Morza Bałtyckiego przy następujących założeniach:

- Odległość farmy od stacji lądowej – 45 km;
- Głębokość – 40 m;
- Moc zainstalowana farmy – 800 MW;
- Moc pojedynczej turbiny – 10 MW;
- Liczba zainstalowanych turbin – 80.

Dodatkowo rozpatrujemy wrażliwość CAPEX/1 MW w kontekście odległości farmy od stacji lądowej, głębokości dna w miejscu budowy, mocy zainstalowanej całej farmy oraz mocy pojedynczej turbiny. Na podstawie danych PSEW szacujemy, iż wraz ze wzrostem odległości MFW od lądowej stacji transformatorowej o 50 kilometrów, wydatki inwestycyjne wzrastają liniowo o ok. 1,6 mln PLN/1 MW mocy zainstalowanej. CAPEX rośnie również wraz ze wzrostem głębokości, na której muszą zostać osadzone fundamenty. W tym przypadku szacujemy wzrost o ok. 1,2 mln PLN/1 MW na każde dodatkowe 15 metrów głębokości. Ponadto wzrost zainstalowanej mocy całej farmy przekłada się na spadek wydatków inwestycyjnych na 1 MW. Nie jest to jednak zależność liniowa.

Wykorzystanie turbiny o większej mocy pozwala obniżyć CAPEX/1 MW MFW. W standardowym scenariuszu zakładamy, że moc turbiny wynosi 10 MW (przykładowo Siemens Gamesa SG-10-193, Vestas V164), jednak w niektórych koncepcjach rozwoju MFW w Polsce zakłada się, iż projekty powstające w drugiej fazie mogą wykorzystywać turbiny o mocy 12 MW (np. GE Haliade-X 12) lub nawet 15 MW. Zakładamy, że wykorzystanie turbiny o mocy 12 MW zamiast 10 MW pozwoli obniżyć średni poziom CAPEX/1MW o ok. 550 tys. PLN/1MW.

Warto zwrócić uwagę, że koszty ponoszone na budowę MFW (w szczególności koszty turbin) denominowane są w EUR. Dodaje to do inwestycji czynnik ryzyka związany ze zmiennością kursów walutowych na przestrzeni lat inwestycji. Spojrzenie na Plany Łańcucha Dostaw Materiałów i Usług złożone w Urzędzie Regulacji Energetyki przez przedsiębiorstwa biorące udział w pierwszej fazie wsparcia offshore w Polsce pozwala stwierdzić, że planowany udział polskich przedsiębiorstw w łańcuchu dostaw wynosi w przybliżeniu między 20 a 40%.

4.2. Czynniki wpływające na przychody

Przychody ze sprzedaży generowane przez MFW zależne będą od jednostkowej ceny sprzedaży oraz ilości wyprodukowanej energii. Schematy wsparcia oraz możliwości generowania przychodów szczegółowo opisane zostały w podrozdziale IV 2.3. W przypadku pierwszej fazy, zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska¹⁰⁴, cena

¹⁰⁴ Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z 30 marca 2021 r. w sprawie ceny maksymalnej za energię elektryczną wytworzoną

The above estimate is based on a hypothetical wind farm in the Polish part of the Baltic Sea with the following assumptions:

- Distance of the farm from the onshore station – 45 km;
- Depth – 40 m;
- Installed capacity of the farm – 800 MW;
- Power of a single turbine – 10 MW;
- Number of installed turbines – 80.

In addition, we consider the sensitivity of CAPEX/1 MW in the context of the distance of the farm from the onshore station, the depth of the bottom at the site, the installed capacity of the entire farm, and the capacity of a single turbine. On the basis of the PSEW data, we estimate that with the increase of distance of the OWF to the onshore substation by 50 km, the capital expenditures increase linearly by about PLN 1.6 million/1 MW of installed capacity. CAPEX also increases with the depth at which the foundations have to be laid. In this case, we estimate an increase by ca. PLN 1.2 million/1 MW for each additional 15 meters of depth. Moreover, an increase in the installed capacity of the entire farm translates into a decrease in capital expenditures per MW. However, this is not a linear relation.

Using the turbine with higher power capacity allows to decrease CAPEX per 1 MW of the OWF. In the standard scenario we assume that the power of the turbine is 10 MW (e.g. Siemens Gamesa SG-10-193, Vestas V164), however, in some concepts of OWF development in Poland it is assumed that the projects created in the second phase may use the turbines with the power of 12 MW (e.g. GE Haliade-X 12) or even 15 MW. We assume that the use of 12 MW turbine instead of 10 MW will allow to decrease the average CAPEX/1MW by approx. 550,000 PLN/1 MW.

It is worth mentioning that the costs of construction of an OWF (especially of turbines) are denominated in EUR. This adds a risk factor to the investment, which is related to exchange rate fluctuations over the investment life. Taking a look at the Plans of the Supply Chain of Materials and Services submitted to the Energy Regulatory Office (URE) by the enterprises participating in the first phase of the support for offshore plants in Poland, it may be stated that the planned share of Polish enterprises in the supply chain is approximately between 20% and 40%.

4.2. Factors affecting revenue

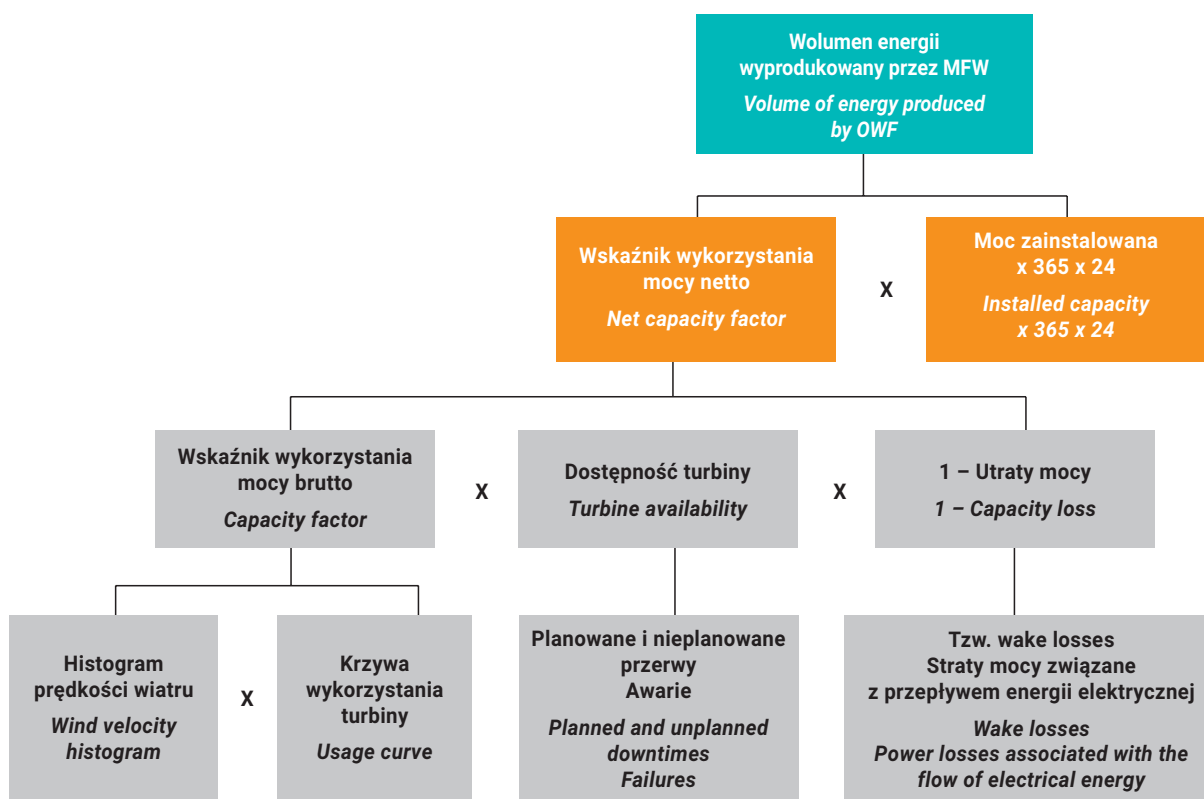
Revenues from sales generated by an OWF will depend on the unit sale price and the amount of generated energy. Support schemes and possibilities of generating revenues were described in detail in chapter IV 2.3. With respect to the first phase, according to the Ordinance of the Minister of Climate and Environment,¹⁰⁴ the maximum price for the

¹⁰⁴ Ordinance of the Minister of Climate and Environment of March 30, 2021 on the maximum price for electricity generated

maksymalna za energię elektryczną wytworzoną w MFW i wprowadzoną do sieci, będącej podstawą rozliczenia prawa do pokrycia ujemnego salda, została ustalona na poziomie 319,6 PLN/MWh. Informacja dotycząca ceny maksymalnej jest ważnym sygnałem dla inwestorów, pozwalającym na określenie, czy dany projekt inwestycyjny ma szansę na partycypację w systemie wsparcia, a tym samym na realizację.

W tym podrozdziale skupimy się na produktywności farm wiatrowych oraz istniejących metodach jej oszacowania, pozwalających w rzetelny sposób zaprojektować strumień przychodów z inwestycji. Na schemacie przedstawiamy, jaki jest zestaw czynników i ich zależności, wpływających na ilość energii wyprodukowanej przez farmę.

Wykres 26. Schemat czynników wpływających na produktywność morskiej farmy wiatrowej



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA

electricity produced in an OWF and transmitted to the grid, which is the basis for the settlement of the right to cover the negative balance, was set at 319.6 PLN/MWh. The information about the maximum price is an important signal for investors, allowing to determine, whether a given investment project has a chance to participate in the support system, and thus to be executed.

In this subsection we will focus on the productivity of wind farms and existing methods for its estimation, which allow for a reliable design of the investment revenue stream. The diagram shows a set of factors and their interdependencies, influencing the amount of energy produced by the wind farm

Chart 26. Diagram of factors influencing the productivity of an OWF

Source: Baker Tilly TPA

a) Wskaźnik wykorzystania mocy brutto (gross capacity factor)

Wskaźnik ten zależy od prędkości wiatru w miejscu wybudowanej farmy oraz technicznych możliwości wykorzystania go przez zainstalowaną turbinę. Ważne jest uwzględnienie wysokości n.p.m., na jakiej wykonywany jest pomiar, ponieważ turbiny o większej mocy posiadają wirniki na wyższych wysokościach. Analiza danych na

w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci w złotych za 1 MWh, będącej podstawą rozliczenia prawa do pokrycia ujemnego salda (Dz.U. poz. 587).

a) Gross capacity factor

This factor depends on the wind speed at the location of the farm and the technical possibilities of using it by the installed turbine. It is important to take into account the altitude at which the measurement is performed, as the turbines with higher power have their rotors at higher altitudes. The analysis of data on wind history and

in an offshore wind farm and introduced to the grid in PLN per 1 MWh, being the basis for the settlement of the right to cover the negative balance (Journal of Laws, item 587).

temat historii wietrzności oraz możliwości technicznych turbin pozwala stwierdzić, iż statystycznie wskaźnik wykorzystania mocy brutto na Ławicy Słupskiej wynosi 58,0%, natomiast na Ławicy Środkowej 60,6%. Wartości te mogą nieco odbiegać od rzeczywistych wskaźników brutto ze względu na konkretne umiejscowienie danej farmy oraz wysokość, na jakiej znajduje się wirnik turbiny.

b) Dostępność turbiny

Dane IEA¹⁰⁵ (International Energy Agency) wskazują, iż średnia historyczna dostępność turbin wynosi 94%. Dostępność ta wynika z planowanych oraz nieplanowanych prac utrzymaniowych, a także napraw awarii.

c) Utraty mocy

Rozpatrywane są one w dwóch ujęciach – wake losses oraz utraty związane z przepływem energii elektrycznej. *Wake losses*¹⁰⁶ wynikają z cyrkulacji powietrza przed wirnikiem, w wyniku której farma jako całość produkuje mniejszą ilość energii, niż gdyby produkowały pojedyncze turbiny rozstawione niezależnie od siebie. Na podstawie danych PSEW szacujemy, iż wake losses dla polskich farm wiatrowych na Bałtyku wynoszą ok. 15%. Wartości te będą rosły wraz z budową nowych farm i zagęszczeniem się ławic. Dodatkowym elementem istotnym w kalkulacji wskaźnika wykorzystania mocy netto będą utraty związane z przepływem energii elektrycznej (straty przesyłowe oraz przy transformacji) oraz inne straty. Wartości te będą zawsze specyficzne dla kraju oraz konkretnego projektu. Dane IEA wskazują, iż uśredniając, przyjętą można współczynnik strat elektrycznych na poziomie 2% oraz innych strat na poziomie 1%.

Wskazane powyżej czynniki łącznie wpływają na wskaźnik wykorzystania mocy netto. Nasz szacunek odnośnie do tego wskaźnika wynosi 45,0% dla Ławicy Słupskiej, 46,7% dla Ławicy Środkowej, czyli średnio 45,8%.

Dla porównania: średni wskaźnik wykorzystania mocy netto dla innych wybranych MFW na Bałtyku wyniósł 43,9%. Warto jednak zauważyć, iż część z nich jest w zaawansowanej fazie eksploatacji lub wycofywana, ponadto inne będą też lokalne uwarunkowania (zagęszczenie, kierunek i siła wiatru). Tabela przedstawia ten wskaźnik dla wybranych MFW.

¹⁰⁵ IEA Wind, Offshore Wind Energy International Comparative Analysis, X 2018.

¹⁰⁶ Ich odpowiednikiem w przypadku instalacji fotowoltaicznych są utraty związane z zacienieniem. Ze względu na brak uzgodnionego tłumaczenia, w raporcie wykorzystujemy nazewnictwo angielskie.

technical capabilities of the turbines allows to conclude that statistically, the gross capacity factor on Słupsk Shoal is 58.0%, while on Central Shoal it is 60.6%. These values may slightly differ from the actual gross factors due to the specific location of a particular farm and the height at which the turbine rotor is located.

b) Turbine availability

IEA¹⁰⁵ (International Energy Agency) data indicates that the historical average turbine availability is 94%. This availability is due to planned and unplanned maintenance work, as well as emergency repairs.

c) Capacity loss

It is considered from two perspectives – wake losses and power flow losses. Wake losses¹⁰⁶ result from air circulation in front of the rotor, which causes the wind farm as a whole to produce less energy than if individual turbines were placed independently from each other. Based on the PSEW data, we estimate that wake losses for Polish wind farms in the Baltic Sea are approximately 15%. These values will increase as new farms are built and shoals become denser. An additional important element in the calculation of the net capacity factor will be the losses associated with electricity flow (transmission and transformation losses) and other losses. These values will always be country and project specific. IEA data indicate that, on average, the electric loss factor can be assumed to be 2% and other losses 1%.

The above factors combine to affect the net capacity factor. Our estimation for this indicator is 45.0% for Słupsk Shoal, 46.7% for Central Shoal, i.e. 45.8% on average.

By comparison: the average net capacity factor for other selected OWFs on the Baltic Sea amounted to 43.9%. It is worth noting, however, that some of them are at an advanced stage of operation or being withdrawn; furthermore, the local conditions will be different (density, wind direction and strength). The table shows this indicator for selected OWFs.

¹⁰⁵ IEA Wind, Offshore Wind Energy International Comparative Analysis, X 2018.

¹⁰⁶ Their equivalent for photovoltaic installations is shading losses. Due to the lack of an established translation, we use English nomenclature in the report.

Tabela 14. Wskaźnik wykorzystania mocy netto wybranych farm na Morzu Bałtyckim

Farma / OWF	Wskaźnik wykorzystania mocy netto (%) / Net capacity factor (%)
EnBW Baltic 1 & 2	45,9
Anholt 1	49,0
Nysted I	37,1
Nysted II	43,5
Średnia / Average	43,9

Źródło: Baker Tilly TPA na podstawie danych energynumbers.info

Wskazane czynniki ułatwiają obliczenie ilości wyprodukowanej energii elektrycznej przez projektowaną farmę wiatrową. Należy mieć na uwadze lokalne specyficzne czynniki oraz uwarunkowania techniczne i środowiskowe danych inwestycji. Posiadając komplet informacji, prognoza ilości wyprodukowanej energii będzie dość dokładna, co pozwoli na zaprojektowanie strumienia przychodów.

4.3. Koszty operacyjne

Okres żywotności MFW szacuje się na 25–30 lat. W tym czasie ponoszone są koszty operacyjne, które po wyłączeniu amortyzacji są w zdecydowanej większości kosztami gotówkowymi OPEX (operating expenditures).

Największą ich składową są koszty O&M (operations & maintenance). Wynikają one głównie z konieczności zapewnienia bezpiecznej obsługi i konserwacji farmy, maksymalizacji produkcji oraz zapewnienia najwyższej efektywności wykorzystywanych urządzeń.

Eksploatację MFW można podzielić na 3 obszary:

1. Eksploatacja i utrzymanie

Etap ten składa się z zaplanowanych operacji utrzymaniowych, takich jak monitoring stanu farmy, bieżąca konserwacja generatorów turbin, monitoring i konserwacja fundamentów i konstrukcji pośrednich oraz monitoring i bieżąca konserwacja morskiej oraz lądowej stacji elektroenergetycznej, wraz z systemem kabli.

2. Operacje naprawcze i serwisowe

Wśród nich wymienić można usuwanie awarii, naprawy turbin i uszkodzonych elementów, naprawy fundamentów i konstrukcji pośrednich oraz kabli i stacji elektroenergetycznych.

3. Operacje ratownicze

Akcje tego typu przeprowadza się w wypadku zaistnienia takiej konieczności. W ramach prowadzonych

Table 14: Net capacity factor of selected farms in the Baltic Sea

Farma / OWF	Wskaźnik wykorzystania mocy netto (%) / Net capacity factor (%)
EnBW Baltic 1 & 2	45,9
Anholt 1	49,0
Nysted I	37,1
Nysted II	43,5
Średnia / Average	43,9

Source: Baker Tilly TPA based on data from energynumbers.info

The indicated factors help calculate the amount of energy produced by the designed wind farm. Local specific factors as well as technical and environmental conditions of the investment should be taken into account. With a complete set of information, the forecast of energy production will be quite accurate, which will allow to design the revenue stream.

4.3. Operating costs

The OWF life span is estimated for 25–30 years. During this period there are operating costs incurred, which after the exclusion of depreciation are mostly OPEX (operating expenditures).

The largest component are the O&M costs (operations & maintenance). They result mainly from the necessity to provide safe operation and maintenance of the farm, to maximize the production and to ensure the highest efficiency of the used devices.

OWF exploitation can be divided into 3 areas:

1. Operation and maintenance

This phase consists of scheduled maintenance operations such as monitoring the condition of the farm, ongoing maintenance of turbine generators, monitoring and maintenance of foundations and intermediate structures, and monitoring and ongoing maintenance of the offshore and onshore substations, including the cable system.

2. Repair and maintenance operations

These include troubleshooting, repairing turbines and damaged components, repairing foundations and intermediate structures, as well as cables and substations.

3. Rescue operations

Such actions are carried out in case of necessity. Within the conducted actions one can distinguish rescue actions

akcji wyróżnia się akcje ratownicze na morzu z udziałem jednostek pływających oraz akcje ratownicze na morzu z udziałem helikopterów.

W ramach O&M MFW istotne jest posiadanie lub wykorzystywanie portów serwisowych. Wśród głównych lokalizacji wymienianych w kontekście polskich MFW mówi się o Łebie, Gdyni, Gdańsku, Władysławowie, Ustce, Darłowie, Szczecinie, Świnoujściu.

Innym ważnym elementem bieżących kosztów operacyjnych są koszty ubezpieczenia.

Uwzględniając wpływ inflacji oraz przeliczenie kosztów na PLN po kursie 4,70, dokonaliśmy szacunku wysokości ponoszonych kosztów operacyjnych na 1 MW mocy zainstalowanej na podstawie trzech źródeł:

- analizy danych historycznych dla farm EnBW Baltic 1 oraz 2;
- oszacowania OPEX/1MW przez BVG Associates w raporcie nt. offshore¹⁰⁷;
- szacunku OPEX/1MW przez IEA Wind¹⁰⁸.

Tabela 15. Szacunek OPEX/1 MW

Źródło / Source	mIn PLN / PLN million
MFW Baltic 1 & 2 (Niemcy) / (Germany)	0,66
BVG Associates	0,40
IEA Wind w cenach 2022 / IEA Wind in 2022 prices	0,47
Średnia / Average	0,51

Źródło: Baker Tilly TPA na podstawie sprawozdań finansowych raportów rynkowych

Wartość kosztów operacyjnych z wyłączeniem amortyzacji dla polskich MFW można w przybliżeniu określić na poziomie 0,5 mln PLN/1 MW mocy zainstalowanej. Przy założeniu farmy o mocy zainstalowanej 800 MW i średnim wskaźniku produktywności netto na poziomie 45,8% oznacza to kwotę w wysokości 409 mln PLN, co przekłada się na 127,30 PLN/MWh.

4.4. Analiza rentowności inwestycji w MFW

Przy założeniu wymienionych w poprzednich rozdziałach szacunkach dotyczących CAPEX, produktywności i OPEX oszacowaliśmy LCOE (Levelized Cost of Energy) – jednostkowy koszt wytworzenia energii dla MFW w Polsce.

Jako stopę dyskontową przyjęliśmy WACC dla tego typu projektów, którego obliczenie zostało zaprezentowane poniżej.

¹⁰⁷ Guide to an offshore wind farm, BVG Associates, 01.2019

¹⁰⁸ IEA Wind, Offshore Wind Energy International Comparative Analysis, 10.2019.

at sea with the participation of vessels and rescue actions at sea with the participation of helicopters.

In terms of the OWF O&M, it is important to have or use service ports. Among the main locations mentioned in the context of Polish OWFs there are Łeba, Gdynia, Gdańsk, Władysławowo, Ustka, Darłowo, Szczecin, Świnoujście.

Another important element of the current operating costs are the insurance costs.

Taking into account the impact of inflation and converting the costs to PLN at the rate of 4.70, we made an estimate of the amount of incurred operating costs per 1 MW of installed capacity based on three sources

- historical data analysis for EnBW Baltic 1 and 2;
- OPEX/1MW estimate by BVG Associates in their offshore report;¹⁰⁷
- OPEX/1MW estimate by IEA Wind.¹⁰⁸

Table 15. OPEX/1 MW estimate

Źródło / Source	mIn PLN / PLN million
MFW Baltic 1 & 2 (Germany)	0,66
BVG Associates	0,40
IEA Wind in 2022 prices	0,47
Average	0,51

Source: Baker Tilly TPA based on financial statements of market reports

Operating costs excluding depreciation for Polish OWFs can be approximated at the level of 0.5 million PLN/1 MW of installed capacity. Assuming a farm with installed capacity of 800 MW and average net productivity ratio at the level of 45.8%, this means the amount of 409 million PLN, which translates into 127.30 PLN/MWh.

4.4. Analysis of profitability of investments in OWF

Assuming the CAPEX, productivity and OPEX estimations mentioned in the previous chapters, we estimated the LCOE (Levelized Cost of Energy) – unit cost of energy production for OWFs in Poland.

The WACC for this type of projects was assumed as the discount rate and its calculation is presented below.

¹⁰⁷ Guide to an offshore wind farm, BVG Associates, 01.2019

¹⁰⁸ IEA Wind, Offshore Wind Energy International Comparative Analysis, 10.2019.

Tabela 16. Średnioważony koszt kapitału dla morskiej farmy wiatrowej w Polsce

Składowa / Element	Źródło / Source	Wartość / Value
Stopa wolna od ryzyka <i>Risk-free rate</i>	10-letnie obligacje skarbowe skorygowane o CDS <i>10-year Treasury bonds including CDS</i>	4,8%
D/E	Spółki z sektora energetyki wiatrowej <i>Companies from the wind energy sector</i>	73,7%
Premia za ryzyko rynkowe <i>Market risk premium</i>	Damodaran	4,8%
Beta nielewarowana <i>Unlevered beta</i>	Spółki z sektora energetyki wiatrowej <i>Companies from the wind energy sector</i>	0,31
Beta lewarowana <i>Levered Beta</i>		0,50
Premia za ryzyko krajowe <i>Country risk premium</i>	Baker Tilly TPA	1,1%
Koszt kapitału własnego Cost of equity		8,2%
Koszt długu <i>Cost of debt</i>	Baker Tilly TPA	6,9%
Koszt długu po opodatkowaniu Cost of debt after taxation		5,6%
WACC		7,1%

Źródło: Baker Tilly TPA

Table 16. Weighted average capital cost for a OWF in Poland

Source: Baker Tilly TPA

Założenia odnośnie do wolumenu wyprodukowanej energii to moc zainstalowana MFW na poziomie 800 MW i średni wskaźnik produktywności netto na poziomie 45,8%. Nakłady inwestycyjne zostały założone w wysokości 13,2 mln PLN na każdy megawat mocy zainstalowanej, a koszty operacyjne przyjęto na poziomie ok. 0,5 mln/1 MW. Oznacza to, że obliczenia są stosowne dla typowej MFW w Polsce, oddalonej od lądu o 45 km, o głębokości dna na poziomie 40 metrów oraz o mocy jednej turbiny w wysokości 10 MW. Jako rok rozpoczęcia produkcji przyjęto 2028, natomiast stopę dyskontową wyznacza wartość średnioważonego kosztu kapitału zaprezentowana powyżej. Takie założenia prowadzą do LCOE w wysokości 481,6 PLN/MWh.

W poniższych tabelach przedstawiono analizę wrażliwości LCOE 2028 na zmianę kosztu CAPEX/1 MW oraz zmianę wymaganą stopy dyskontowej.

The assumptions regarding the volume of generated energy are based on the installed capacity of the OWF at the level of 800 MW and the average net productivity rate at the level of 45.8%. The investment expenditures were assumed at the level of 13.2 million PLN per each megawatt of installed capacity and the operating costs were assumed at the level of about 0.5 million PLN/1 MW. This means that the calculations are appropriate for a typical OWF in Poland, located 45 km from the shore, with the bottom depth of 40 meters and with the capacity of one turbine equal to 10 MW. The year of production start is assumed to be 2028, while the discount rate is determined by the weighted average cost of capital presented above. These assumptions lead to an LCOE of 481.6 PLN/MWh.

The following tables present an analysis of the sensitivity of LCOE 2028 to a change in CAPEX/1 MW and a change in the required discount rate.

Tabela 17. Analiza wrażliwości LCOE 2028 na zmianę CAPEX / MW i stopy dyskontowej (PLN/MWh)

Stopa dyskontowa Discount rate	CAPEX/1 MW						
	9,0	10,5	11,0	13,2	15,0	16,5	18,0
4,0%	362,16	385,15	392,81	426,00	454,12	477,11	500,09
6,0%	384,42	411,98	421,17	460,96	494,67	522,24	549,80
7,1%	397,68	427,91	437,98	481,61	518,58	548,80	579,02
10,0%	434,50	471,91	484,38	538,38	584,13	621,54	658,95
12,0%	461,41	503,93	518,10	579,48	631,49	674,01	716,53

Źródło: Baker Tilly TPA

Table 17. Sensitivity analysis of LCOE 2028 to change in CAPEX / MW and discount rate (PLN/MWh)

Source: Baker Tilly TPA

W przypadku wzrostu CAPEX wzrasta również jednostkowy koszt wytworzenia. Jest to istotne z punktu widzenia analizy potencjalnej inwestycji z tego względu, że wielkość CAPEX/MW w wysokim stopniu zależy od odległości od brzegu oraz głębokości dna. Zależność występuje również pomiędzy stopą dyskontową a jednostkowym kosztem wytworzenia – wyższy koszt kapitału przekłada się na wyższy koszt energii.

Rozważyliśmy również scenariusz, w którym IRR projektu miałby być równy średnioważonemu kosztowi kapitału w wysokości 7,1%. W modelu przyjęto wartości inflacji na podstawie prognoz NBP, a od 2025 r. na podstawie celu NBP, z kolei założenia operacyjne pozostają bez zmian w stosunku do kalkulacji LCOE. W ten sposób sprawdzamy, jaka cena sprzedaży energii, poddawana waloryzacji, da inwestorowi stopę zwrotu na poziomie WACC. Jest to też minimalny poziom, który sprawia, że inwestycja będzie opłacalna.

If CAPEX increases, the unit production cost also increases. This is important from the point of view of potential investment analysis because the size of CAPEX/MW is highly dependent on the distance from the and the depth of the seabed. There is also a relationship between the discount rate and unit generation cost – a higher cost of capital translates into a higher cost of energy.

We also considered a scenario where the IRR of the project would be equal to a weighted average cost of capital of 7.1%. The model assumes inflation values based on NBP forecasts and from 2025 onwards based on the NBP target, while operational assumptions remain unchanged from the LCOE calculation. In this way, we check what energy sale price, subject to valorization, will give the investor a rate of return at the level of WACC. This is also the minimum level to make the investment profitable.

Tabela 18. Założenia przyjęte do analizy opłacalności inwestycji w MFW w Polsce

Element / Element	Wartość / Value
Wskaźnik produktywności netto / Net Productivity Index	45,8%
CAPEX/MW	13,17
OPEX/MW	0,51
Okres życia farmy / OWF life span	25
Cena 2021, przy której IRR projektu = WACC (PLN/MWh) 2021 price, at which the project IRR = WACC (PLN/MWh)	300,11

Źródło: Baker Tilly TPA

Table 18. Assumptions for the profitability analysis of investing in OWF in Poland

Source: Baker Tilly TPA

Zgodnie z naszymi założeniami, ustalona cena sprzedaży na poziomie 300,11 PLN w roku 2021 dałaby inwestorowi zwrot w wysokości zaspokajającej jego średnioważony koszt kapitału i sprawiłaby, że inwestycja stałaby się opłacalna. Warto zwrócić uwagę, iż zgodnie z zapisami Ustawy z 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych¹⁰⁹, cena wskazana

According to our assumptions, the sales price set at the level of PLN 300.11 in 2021 would give the investor a return in the amount which would satisfy his weighted average cost of capital and would make the investment profitable. It is worth noting that according to the provisions of the Act of December 17, 2020 on the promotion of electricity generation in offshore wind farms,¹⁰⁹ the price indicated in

¹⁰⁹ Dz.U. z 2021 r., poz. 234 z późn. zm.

¹⁰⁹ Journal of Laws 2021, item 234, as amended.

w decyzji prezesa URE na cele pokrycia ujemnego salda podlega corocznej waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług z poprzedniego roku kalendarzowego, określonym w komunikacie GUS. W warunkach podwyższonej inflacji w latach 2022–2024 i przy założeniu inflacji na poziomie celu od 2025 r., waloryzacja doprowadziłaby do wzrostu ceny w 2028 r. (rok rozpoczęcia produkcji energii elektrycznej) do poziomu 427,45 PLN/MWh.

W tabeli zaprezentowano analizę wrażliwości IRR na zmianę wskaźnika produktywności netto (wynikającego m.in. z lokalizacji farmy, częstości występowania przerw technicznych oraz strat energii) oraz ceny sprzedaży energii w roku bazowym. Dane wskazują, iż spadek produktywności poniżej oczekiwanego poziomu 45,8% bez wzrostu ceny musiałby zostać pokryty wyższą ustaloną ceną sprzedaży, aby uznać inwestycję za opłacalną.

Tabela 19. Analiza wrażliwości IRR projektu offshore na zmianę ceny sprzedaży energii w roku bazowym oraz wskaźnika produktywności netto

Wskaźnik produktywności netto Net productivity rate	Cena sprzedaży z 2021 r. / Sale price in 2021							
	7,1%	240,0	260,0	280,0	300,1	320,0	340,0	360,0
42,0%	2,5%	3,7%	4,8%	5,8%	6,7%	7,6%	8,4%	
44,0%	3,2%	4,4%	5,5%	6,5%	7,4%	8,3%	9,1%	
45,8%	3,8%	5,0%	6,1%	7,1%	8,0%	8,8%	9,6%	
47,0%	4,2%	5,4%	6,4%	7,4%	8,3%	9,2%	10,0%	
49,0%	4,8%	6,0%	7,0%	8,0%	8,9%	9,8%	10,6%	

Źródło: Baker Tilly TPA.

4.5. Finansowanie projektów typu offshore

Finansowanie projektów MFW może odbywać się zarówno za pomocą kapitału własnego, jak i finansowania bankowego. Ze względu na skalę projektów oraz wysokie zapotrzebowanie na kapitał w pierwszych fazach budowy kredyty często udzielane są przez konsorcja bankowe.

W Polsce ten rynek dopiero się kształtuje, a pierwsze projekty są w fazie przygotowawczej. Badanie rynkowe przeprowadzone w ramach projektu AURES II na zlecenie Komisji Europejskiej na temat warunków finansowania projektów offshore daje pogląd na udział wykorzystania kapitału obcego w finansowaniu. Na poniższej mapie przedstawiono średni procentowy poziom długu i kapitału własnego w przypadku inwestycji offshore w wybranych krajach Europy Zachodniej.

the decision of the President of URE to cover the negative balance is subject to annual indexation by the average annual price index of goods and services from the previous calendar year, as determined by the GUS. With higher inflation in the years 2022–2024 and assuming inflation at the target level from 2025 onwards, the indexation would increase the price in 2028 (year of electricity production start-up) to 427.45 PLN/MWh.

The table presents the sensitivity analysis of IRR to the change of net productivity rate (resulting from the location of the farm, frequency of technical interruptions and energy losses) and energy sales price in the base year. The data indicate that a decrease in productivity below the expected level of 45.8% without an increase in price would have to be covered by a higher determined sales price to consider the investment to be profitable.

Table 19. sensitivity analysis of offshore project IRR to change in base year energy sales price and net productivity rate

4.5. Financing offshore projects

Financing of OWF projects can be done with both equity and bank financing. Due to the scale of projects and high demand for capital in the first stages of construction, loans are often granted by bank consortia.

In Poland, this market is only just forming and the first projects are in the preparatory stage. The market research carried out as part of the AURES II project, commissioned by the European Commission, on the conditions of financing offshore projects gives an overview of the share of using foreign capital in financing. The map below shows the average percentage level of debt and equity for offshore investments in selected Western European countries.

Rysunek 8. Średni udział długu i kapitału własnego w finansowaniu projektów morskiej energetyki wiatrowej (%)

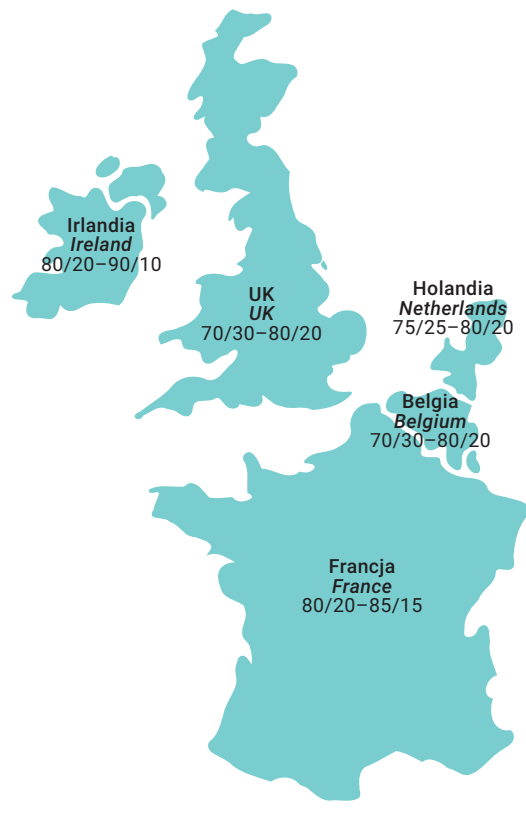


Fig. 8. Average share of debt and equity in financing offshore wind projects (%)

Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych projektu AURES II Renewable energy financing conditions in Europe

Source: Baker Tilly TPA based on data from AURES II Renewable energy financing conditions in Europe project

Odpowiedzi respondentów wskazują, iż najczęściej udział kapitału obcego w strukturze finansowania wynosi ok. 70–80%.

The respondents' answers indicate that most often the share of foreign capital in the financing structure is about 70–80%.

Podobnie jak w przypadku inwestycji lądowych, na poziom dźwigni finansowej w Europie wpływ mają m.in. wielkość i rating inwestora, ryzyko danego kraju, poziom stóp procentowych, istnienie, rodzaj i okres funkcjonowania systemów wsparcia oraz specyfika danego biznesplanu przedsięwzięcia.

As in the case of onshore investments, the level of financial leverage in Europe is influenced by the size and rating of the investor, country risk, the level of interest rates, the presence, type and duration of support schemes and the specifics of the given business plan.

4.6. Wyzwania biznesowe od strony ekonomicznej

4.6. Business challenges in economic terms

4.6.1. Ceny energii elektrycznej

4.6.1. Prices of energy

Jednym z najbardziej istotnych czynników ryzyka w przypadku inwestycji w MFW jest niepewność co do kształtowania się przyszłych cen energii. Wpływa ona na ceny, które mogą zostać zaoferowane przez deweloperów w ramach aukcji w drugiej fazie rozwoju. Wątek ten poruszyliśmy w części o lądowych farmach wiatrowych w rozdziale III 7. W przypadku pierwszej fazy, zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska, ceną maksymalną za energię elektryczną wytworzoną w MFW i wprowadzoną do sieci, będącej podstawą rozliczenia prawa do pokrycia ujemnego salda, została cena na poziomie 319,6 zł/MWh.

One of the most significant risk factors for OWF investments is the uncertainty of future energy prices. It influences the prices that may be offered by developers in the auction in the second phase of development. This issue was discussed in the part concerning onshore wind farms in chapter III 7. In case of the first phase, according to the Regulation of the Minister of Climate and Environment, the maximum price for the electricity generated in OWF and fed to the grid, which is the basis for the settlement of the right to cover the negative balance, was set at 319.6 PLN/MWh

4.6.2. Porty instalacyjne i eksploatacyjne

Innym istotnym ekonomicznym wyzwaniem, przed którym stoją nie tylko inwestorzy MFW, ale również ich kontrahenci oraz władze lokalne, jest potrzeba budowy, rozbudowy lub modernizacji portów morskich, wykorzystywanych przez MFW w celach instalacyjnych i eksploatacyjnych.

Rozważając centra produkcyjne i konstrukcyjno-budowlane, mowa jest przede wszystkim o obszarach Gdańsk–Gdynia oraz Szczecin–Świnoujście. Ich integralną częścią są porty zaopatrzeniowe wykorzystywane m.in. do transportu załogi i największych komponentów na potrzeby prac konserwacyjnych oraz do rozładunku elementów turbin wiatrowych. Stanowią one również bazę operacyjną, gdzie magazynowane są części i narzędzia.

Obecnie na terenie Polski nie ma portu spełniającego wymogi portu instalacyjnego dla MFW, w związku z czym konieczne będzie poniesienie znacznych nakładów inwestycyjnych. 1 marca 2022 r. Rada Ministrów przyjęła uchwałę zmieniającą uchwałę w sprawie terminala instalacyjnego dla morskich farm wiatrowych, przedłożoną przez ministra infrastruktury. Jako lokalizację portu instalacyjnego wskazano Gdańsk, a inwestycja zakończyć ma się do 1 czerwca 2025 r. Terminal powstać ma w porcie zewnętrznym, tj. części portu powstałej w wyniku zalądowania przez przekształcenie akwenu w ląd.

Istotnym elementem rozważań dotyczących lokalizacji portów instalacyjnych jest mnogość realizowanych projektów MFW, przez co zachodzić może potrzeba wyznaczenia więcej niż jednego portu instalacyjnego dla projektów pierwszej fazy. Warto zwrócić uwagę, iż przyjęcie wyżej opisaney uchwały i działania zarządu portu w Gdańsku nie wykluczają wykorzystania innych portów, w tym portu w Gdyni, na przygotowanie i obsługę budowy farm wiatrowych. Jest to uzależnione od decyzji biznesowych deweloperów MFW.

Konieczne jest również przeprowadzenie inwestycji w zakresie portów O&M. Porty na etapie eksploatacji świadczą na rzecz farmy wiatrowej usługi wsparcia w zakresie obsługi i serwisu. Muszą one umożliwiać szybką reakcję na sytuacje awaryjne podczas eksploatacji, a zatem oczekiwane jest zlokalizowanie ich w stosunkowo niewielkiej odległości od farmy, aby skrócić czas podróży personelu i części zapasowych oraz zoptymalizować czas pracy na miejscu na morzu.

Informacja Biura Analiz, Dokumentacji i Korespondencji Kancelarii Senatu z 25 maja 2020 r.¹¹⁰ wskazuje, iż koszty przebudowy portu do obsługi serwisowej MFW wyniosą od 700 mln do 1 mld PLN. Z kolei najbardziej oczekiwana przez branżę byłaby budowa Portu Zewnętrznego w Ustce, która mogłaby kosztować nawet 2–3 mld PLN.

¹¹⁰ https://www.senat.gov.pl/gfx/senat/pl/senatopracowania/190/plik/polskie_porty_lokalne_a_rozwoj_morskich_farm_wiatrowych.pdf.

4.6.2. Installation and operation ports

Another important economic challenge, which is faced not only by OWF investors, but also their contractors and local authorities, is the need to build, expand or modernize seaports, which are used by OWFs for installation and operation purposes.

When considering manufacturing and construction centers, mainly the areas of Gdańsk-Gdynia and Szczecin-Świnoujście are mentioned. Their integral part are the supply ports used for e.g. transport of crew and largest components for maintenance works and for unloading of the wind turbine components. They are also operational bases, where parts and tools are stored.

Currently, there is no port in Poland, which meets the requirements of an installation port for OWF, therefore it will be necessary to incur significant investment expenditure. On March 1, 2022, the Council of Ministers adopted a resolution amending the resolution on the installation terminal for offshore wind farms, submitted by the Minister of Infrastructure. Gdańsk has been identified as the location of the installation port, and the investment is expected to be completed by June 1, 2025. The terminal is to be established in the external port, i.e. the part of the port created as a result of the transformation of a body of water into land.

When considering the location of installation ports, an important element is the multitude of executed OWF projects, which may require designating more than one installation port for the first phase projects. It is worth mentioning that the adoption of the above mentioned resolution and the actions of the Management Board of the Port of Gdańsk do not exclude the use of other ports, including the Port of Gdynia, for the preparation and handling of the construction of wind farms. It depends on business decisions of OWF developers.

It is also necessary to carry out investments in terms of O&M ports. Ports at the operation stage provide O&M support services to the wind farm. They need to be able to respond quickly to emergencies during operation, and thus are expected to be located relatively close to the farm to reduce travel time for personnel and spares and optimize offshore time.

The information from the Office of Analysis, Documentation and Correspondence of the Senate Chancellery,¹¹⁰ dated May 25, 2020, indicates that the costs of redeveloping the port for servicing the OWF will amount from PLN 700 million to PLN 1 billion. On the other hand, the construction of the External Port in Ustka, which could cost even PLN 2–3 billion, would be the most expected by the industry.

¹¹⁰ https://www.senat.gov.pl/gfx/senat/pl/senatopracowania/190/plik/polskie_porty_lokalne_a_rozwoj_morskich_farm_wiatrowych.pdf.

Rozbudowa i modernizacja portów instalacyjnych i eksploatacyjnych stała się ważnym elementem całego programu rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce. Potencjalne opóźnienia i zastoje mogą skutkować powstaniem wąskiego gardła logistycznego, niebezpiecznego dla harmonogramu budowanych farm wiatrowych. Z tego powodu do Krajowego Planu Odbudowy rząd polski dołączył rozwój portów offshore. Na ten cel przeznaczone ma zostać 437 mln EUR.

Ze względu na polityczne spory i wynikające z nich opóźnienia w akceptacji KPO, brak pewności co do możliwości obsługi budów przez porty wskazywane jako porty instalacyjne w terminach oczekiwanych przez inwestorów MFW oraz potrzebę ograniczenia ryzyka opóźnień w realizacji projektów, jako alternatywę wskazuje się wykorzystanie zagranicznych portów w celu zapewnienia bazy instalacyjnej. W tym przypadku mowa jest o duńskim porcie Rønne (Bornholm) oraz niemieckim porcie Sassnitz–Mukran (Rugia). Posiadają one gotową infrastrukturę i odpowiednie parametry techniczne, aby obsłużyć budowę MFW. Dodatkowo w przypadku niemieckiego Mukran nastąpiło uwolnienie potencjału i powierzchni portowej w wyniku ostatniego przerwania prac nad realizacją gazociągu Nord Stream 2.

4.6.3. Wysoka zależność od surowców, w tym stali

Wraz ze wzrostem ilości inwestycji i popytu na produkty wykorzystywane w konstrukcji MFW wzrasta również popyt na krytyczne surowce, przede wszystkim beton i stal, oraz kluczowe minerały, takie jak miedź, nikiel, chrom i mangan.

Stal i morska energetyka wiatrowa to branże powiązane ze sobą w istotny sposób. Wykorzystuje się ją w konstrukcjach wieży, fundamentów, platformach pośrednich i stacjach elektroenergetycznych. Ze względu na zapotrzebowanie na stal ok. 30-krotnie grubszą niż w przypadku standardowej stali walcowanej branża offshore stała się jednym z największych odbiorców tego surowca na świecie. Jak wskazuje GWEC¹¹¹, ok. 15–20% popytu na stal w Europie pochodzi z energetyki wiatrowej. Spodziewany jest wzrost udziału do nawet 25% w związku z intensywnym rozwojem nowych projektów MFW, w tym w Polsce. Z perspektywy dewelopera nawet do 25% ponoszonego CAPEX związane będzie ze stalą.

Ze względu na tę dwustronną i silną zależność należy wymienić 3 wyzwania, przed którymi stoją deweloperzy farm wiatrowych:

1. zabezpieczenie dostaw;
2. ograniczenie śladu węglowego powiązanego z łańcuchem dostaw (w związku z celami ESG – Environmental, Social, and Governance);
3. zarządzanie ryzykiem cenowym.

Offshore związany jest z wysokim zapotrzebowaniem na stal przez długi okres, z kolei ceny stali na rynku charakteryzują się wysoką zmiennością. Z tego względu wiele firm i producentów zaopatrujących budowy farm zawiera kontrakty,

¹¹¹ Global Offshore Wind Report 2021, Global Wind Energy Council.

Expansion and modernization of installation and operation ports has become an important element of the entire offshore wind energy development program in Poland. Potential delays and stagnation may result in a logistic bottleneck, dangerous for the schedule of the constructed wind farms. For this reason the Polish government has included offshore port development in its National Recovery Plan. EUR 437 million are to be allocated for this purpose.

Due to political disputes and the resulting delays in the approval of the NRP, the lack of certainty as to the possibility of handling construction works by ports indicated as installation ports within the deadlines expected by OWF investors and the need to reduce the risk of delays in project execution, the use of foreign ports to provide an installation base is indicated as an alternative. In this case the Danish port of Rønne (Bornholm) and the German port of Sassnitz–Mukran (Rügen) are mentioned. They have ready infrastructure and adequate technical parameters to serve the construction of the OWF. Additionally, in the case of German Mukran, there has been a release of potential and port space as a result of the recent stoppage of work on the Nord Stream 2 gas pipeline.

4.6.3. High dependence on raw materials, including steel

As investment and demand for products used in offshore wind construction increases, so does demand for critical raw materials, primarily concrete and steel, and key minerals such as copper, nickel, chromium and manganese.

Steel and the offshore wind industry are significantly related industries. It is used in tower structures, foundations, intermediate platforms and substations. Due to the need for steel that is approx. 30 times thicker than standard rolled steel, the offshore industry has become one of the largest users of steel in the world. About 15–20% of steel demand in Europe comes from wind energy, according to GWEC.¹¹¹ This share is expected to increase up to 25% due to the intensive development of new offshore projects, including in Poland. From a developer's perspective, up to 25% of the CAPEX incurred will be related to steel.

Due to this bilateral and strong interdependence, there are 3 challenges that wind farm developers are facing:

1. securing supply;
2. reducing the carbon footprint of the supply chain (in relation with ESG goals);
3. price risk management.

Offshore involves a high demand for steel over a long period of time and steel prices in the market are highly volatile. Therefore, many companies and manufacturers supplying farm construction enter into contracts where the price

¹¹¹ Global Offshore Wind Report 2021, Global Wind Energy Council.

w których cena indeksowana jest ceną kontraktów terminowych na stal. Stanowi to duże ryzyko w szacowaniu CAPEX projektów, co może mieć wpływ na opłacalność inwestycji.

4.6.4. Silna konkurencja w nowych obszarach rozwoju MFW na Bałtyku (druga faza)

Pierwsza faza rozwoju MFW dotyczyła części obszarów Ławicy Słupskiej oraz Ławicy Środkowej. W drugiej rundzie wsparcia rozpatrywane są wnioski inwestorów na udostępnienie pod budowę MFW na terenie całej Ławicy Odrzanej oraz pozostałych częściach Ławicy Słupskiej i Środkowej. Przy założeniu zagęszczenia na poziomie 8 MW/km² daje on potencjał na budowę 9,5 GW nowych elektrowni.

Zgodnie z informacjami rynkowymi, wnioski o wydanie pozwoleń na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń składają, oprócz uczestników pierwszej fazy, również najwięksi światowi gracze na rynku energetycznym. Pierwsze wnioski składały PGE oraz PKN Orlen. PGE stara się o 8 lokalizacji, w tym 2 wspólnie z Eneą, 1 z Tauronem, 1 z Orstedem. PKN Orlen złożył 9 wniosków, a o 2 lokalizacje stara się Energa. Inną polską spółką występującą z wnioskiem jest KGHM, który wszedł w konsorcjum z francuskim Totalem, oraz ZE PAK działający wspólnie z Orstedem.

Potencjał rozwoju MFW na Bałtyku zauważyli również inni zagraniczni inwestorzy. Wśród składających wnioski, oprócz wspomnianych Orstedu i Totalu, wymienia się brytyjski Shell, norweski Equinor, szwedzkie Eolus i OX2, hiszpańską Iberdrolę, EDF Renewables (Francja), RWE (Niemcy), Engie (Francja), EDP (Portugalia) oraz konsorcjum SSE Renewables i Acciona Energia. Oznacza to, że do konkurencji o polskie obszary przystępują najwięksi europejscy gracze. Daje to szansę, ale jednocześnie wyzwanie ze strony ekonomicznej, ze względu na zróżnicowany potencjał w wykorzystywanych technologiach, podejście do biznesplanu dla farmy wiatrowej, sposoby finansowania inwestycji czy doświadczenie w realizacjach.

Ze względu na sprzyjające warunki naturalne (niska głębokość, niski stopień zafalowania) Bałtyk daje szansę inwestorom na wykorzystanie nowych technologii budowy farm wiatrowych. Przykładowo: Acciona Energia ma zamiar przetestować i wykorzystać sposób stawiania turbiny polegający na tym, że w specjalnym doku w porcie jest kompletowana cała instalacja: wieża, fundament i turbina wiatrowa, a następnie jest holowana do miejsca posadowienia, gdzie po przygotowaniu podłoża cały element jest opuszczany na dno. Ma to na celu zwiększenie bezpieczeństwa i szybkości budowy farmy wiatrowej, może również potencjalnie znacznie obniżyć nakłady inwestycyjne.

is indexed to the steel futures price. This poses a big risk in estimating the CAPEX of projects, which can affect the profitability of investments.

4.6.4. Strong competition in new areas of OWF development in the Baltic Sea (second phase)

The first phase of OWF development involved part of the areas of Słupsk Shoal and Central Shoal. In the second round of support, the investors' applications are considered for making the entire area of Odrzana Shoal and remaining parts of Słupsk and Central Shoal available for OWF construction. Assuming a density of 8 MW/km², it gives a potential for 9.5 GW of new power plants.

According to market information, applications for permits to erect and use artificial islands, structures and equipment have been submitted, apart from the participants of the first phase, by the largest global players on the energy market. The first applications were submitted by PGE and PKN Orlen. PGE is applying for 8 locations, including 2 jointly with Enea, 1 with Tauron, and 1 with Orsted. PKN Orlen has applied for 9 sites, and Energa is applying for 2 sites. Other Polish companies applying are KGHM, which has entered into consortium with French Total, and ZE PAK acting jointly with Orsted.

The potential for OWF development in the Baltic Sea was also noticed by other foreign investors. The applicants, apart from Orsted and Total, include British Shell, Norwegian Equinor, Swedish Eolus and OX2, Spanish Iberdrola, EDF Renewables (France), RWE (Germany), Engie (France), EDP (Portugal) and the consortium of SSE Renewables and Acciona Energia. This means that the largest European players are competing for Polish areas. It is an opportunity, but also a challenge from the economic point of view, because of different potential of the technologies used, approach to the business plan for a wind farm, methods of financing investments and experience in execution.

Due to favorable natural conditions (low depth, low wave levels) the Baltic Sea offers a chance for investors to take advantage of new wind farm technologies. For example: Acciona Energia intends to test and use a method of erecting a turbine whereby the entire installation: tower, foundation and wind turbine, is completed in a special dock in the harbor and then towed to the foundation site where, after preparing the ground, the entire element is lowered to the bottom. This is intended to increase the safety and speed of wind farm construction and can also potentially significantly reduce investment outlays.

4.6.5. Konieczność inwestycji w sieć elektroenergetyczną

Jednym z największych wyzwań inwestycyjnych dla branży offshore będzie konieczność inwestycji w krajową sieć elektroenergetyczną. Obecny system ma wiele wad z punktu widzenia MFW, wśród których wymienić można małą elastyczność ze względu na przewagę w systemie konwencjonalnych jednostek wytwórczych, słaby rozwój sieci przesyłowych i małą liczbę dużych odbiorców energii w Polsce północnej oraz słabo rozbudowane połączenia transgraniczne.

Koordinacja przyłączenia MFW do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) oraz budowa morskich sieci przesyłowych będą istotnym elementem strategicznego rozwoju MFW w Polsce. Współpraca deweloperów w zakresie przyłączania projektów pozwoli na obniżkę kosztów poprzez uniknięcie promienistego przyłączenia. Jako przykład posłużyć mogą zagraniczne farmy wiatrowe, w których duży nacisk kładzie się na planowanie rozwoju sieci morskich oraz koordynację przyłączania projektów. Obecnie w Polsce odpowiedzialność za przyłączenie MFW do KSE leży po stronie inwestora, co oznacza ograniczony wpływ operatora sieci przesyłowej na ostateczny kształt przyłącza oraz możliwość stworzenia synergii z innymi inwestycjami. Oznacza to również wzrost ryzyka inwestycji oraz wzrost kosztów samych projektów związany z koniecznością budowy oddzielnych przyłączy.

5 Stan rozwoju projektów w pierwszej fazie rozwoju MEW

Do końca I kw. 2022 r. w Polsce wydano 15 pozwoleń na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp na potrzeby budowy morskich farm wiatrowych¹¹². Siedem z tych projektów to projekty z tzw. pierwszej fazy wsparcia, dla których Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydał decyzje administracyjne przyznające system wsparcia w postaci prawa do pokrycia ujemnego salda dla energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych. Warunkiem koniecznym dla uzyskania wsparcia będzie w dalszej kolejności potwierdzenie przez Komisję Europejską zgodności z rynkiem wewnętrznym pomocy publicznej przyznanej wytwórcy na dany projekt offshore.

¹¹² <https://sipam.gov.pl/geoportal>.

4.6.5. Need to invest in the electricity grid

One of the major investment challenges for the offshore industry will be the necessity to invest in the national power grid. The current system has many disadvantages from the point of view of OWF projects, which include low flexibility due to the predominance of conventional generating units in the system, poor development of transmission grids and a small number of large energy consumers in northern Poland, as well as poorly developed cross-border connections.

Coordination of connection of OWF to the National Power Grid (KSE) and construction of offshore transmission grid will be an important element of the strategic development of OWFs in Poland. Cooperation of developers in terms of connecting projects will allow to reduce costs by avoiding radial connections. Foreign wind farms can serve as an example, where a great emphasis is put on planning the development of offshore networks and coordination of connecting projects. Currently in Poland the responsibility for connecting an OWF to the KSE lies with the investor, which means a limited influence of the transmission system operator on the final shape of the connection and the possibility of creating synergy with other investments. It also means an increase in the investment risk and an increase in the costs of projects due to the necessity to build separate connections.

State of projects in the first phase of OWF development

By the end of Q1 2022, 15 permits were issued for the erection or use of artificial islands for the construction of offshore wind farms in Poland.¹¹² Seven of these are the projects under the so-called first phase of support, for which the President of the Energy Regulatory Office (URE) issued administrative decisions granting a support system in the form of the right to cover the negative balance of energy in offshore wind farms. A necessary condition for receiving support will be further confirmation by the European Commission of the compatibility with the internal market of the state aid granted to the producer for a particular offshore project.

¹¹² <https://sipam.gov.pl/geoportal>.

Tabela 20. Projekty morskich farm wiatrowych z I fazy wsparcia

Table 20. OWF projects in Phase 1 of Support

Lp.	Nazwa projektu Project name	Inwestor Investor	Pozwolenie na wznoszenie sztucznych wysp (PSZW) Permit to erect artificial islands	Decyzja środowiskowa (DŚU) MFW Decision on environmental conditions – OWF	Decyzja środowiskowa (DŚU) – wyprowadzenie mocy Decision on environmental conditions – power evacuation	Warunki techniczne przyłączenia (WTP) Technical requirements for connection	Umowa przyłączeniowa (UP) Connection agreement	Wsparcie w ramach I fazy wsparcia Support under Phase I
1	MFW Bałtyk II	Polenergia/ Equinor	Tak – do 1200 MW Yes – up to 1200 MW	Tak Yes	Tak (wspólna dla MFW B II i MFW B III)	720 MW	720 MW	Tak Yes
2	MFW Bałtyk III	Polenergia/ Equinor	Tak – do 1200 MW Yes – up to 1200 MW	Tak Yes	Yes (common for MFW B II and MFW B III)	720 MW	720 MW	Tak Yes
3	Baltica 3	PGE/Orsted	1045 MW	Tak Yes	W toku Underway	1045 MW	1045 MW	Tak Yes
4	Baltica 2	PGE/Orsted	1498 MW	Tak Yes	W toku Underway	1498 MW	1498 MW	Tak Yes
5	Baltic Power	Baltic Power (Orlen/ Northland Power)	1200 MW	Tak Yes	W toku Underway	1200 MW	1200 MW	Tak Yes
6	FEW Baltic-2	Baltic Trade and Invest (RWE)	350 MW	Tak Yes	W toku Underway	350 MW	350 MW	Tak Yes
7	BC-Wind Polska	Ocean Winds (EDPR i Engie)	2 x 200MW = 400 MW	W toku Underway	W toku Underway	399 MW	399 MW	Tak Yes
			6893 MW			5932 MW	5932 MW	

6 Obecny status postępowań o wydanie pozwoleń dla drugiej fazy rozwoju MEW

Od lutego 2017 r. minister właściwy do spraw gospodarki morskiej (aktualnie Minister Infrastruktury) zawieszał postępowania o wydanie PSZW z uwagi na toczące się prace związane z przyjęciem PZPPOM. Wejście w życie PZPPOM spowodowało, że postępowania o wydanie PSZW dotyczące akwenów znajdujących się w obrębie obszarów wyznaczonych w załączniku nr 2 do ustawy MFW zostały podjęte przez Ministra Infrastruktury z urzędu, a następnie umorzone w oparciu o art. 106 Ustawy MFW wobec tego, że lokalizacje MFW określone we wnioskach o wydanie PSZW nie odpowiadały obszarom określonym w Załączniku nr 2 do ustawy MFW. Umorzenie postępowań dotyczyło wszystkich wniosków o wydanie PSZW dotyczących lokalizacji choć w części wykraczających poza obszary określone w załączniku nr 2 do ustawy MFW. W związku z tym 11 obszarów określonych w załączniku nr 2 do ustawy MFW zostało ponownie udostępnionych dla inwestorów zainteresowanych budową MFW.

Current status of permit proceedings for the second phase of OWF development

As of February 2017, the minister in charge of maritime economy (currently the Minister of Infrastructure) suspended the proceedings on the issuance of the Permit to erect and exploit artificial islands, structures and equipment due to the pending works related to the adoption of the PZPPOM (Maritime Spatial Plan of the Polish Internal Sea Waters, Territorial Sea and Exclusive Economic Zone). As a result of the entry into force of the PZPPOM, the proceedings for the issuance of the Permit concerning the basins located within the areas specified in Annex 2 to the OWF Act were initiated by the Minister of Infrastructure ex officio and then discontinued on the basis of Art. 106 of the OWF Act due to the fact that the OWF sites specified in the applications for the issuance of the Permit did not correspond to the areas specified in Annex 2 to the OWF Act. The suspension of the proceedings concerned all the applications for the issuance of the Permit for sites, which exceeded, at least in part, outside the areas specified in Annex 2 to the OWF Act. Therefore, 11 areas specified in Annex 2 to the

Następnie w odniesieniu do każdego z ww. obszarów zostały złożone wnioski o PSZW, wobec czego Minister Infrastruktury opublikował ogłoszenia o możliwości składania dalszych wniosków o wydanie PSZW (tzw. kontrwniosków) dla tych obszarów w terminie 60 dni:

- ogłoszenie nr 1/2022/MFW z 21 stycznia 2022 r. dla obszaru 60.E.3. z terminem do 22 marca 2022 r.;
- ogłoszenie nr 2/2022/MFW z 21 stycznia 2022 r. dla obszaru 43.E.1. z terminem do 22 marca 2022 r.;
- ogłoszenie nr 3/2022/MFW z 21 stycznia 2022 r. dla obszaru 53.E.1 z terminem do 22 marca 2022 r.;
- ogłoszenie nr 4/2022/MFW z 8 lutego 2022 r. dla obszaru 60.E.4. z terminem do 11 kwietnia 2022 r.;
- ogłoszenie nr 5/2022/MFW z 8 lutego 2022 r. dla obszaru 44.E.1. z terminem do 11 kwietnia 2022 r.;
- ogłoszenie nr 6/2022/MFW z 8 lutego 2022 r. dla obszaru 14.E.1. z terminem do 11 kwietnia 2022 r.;
- ogłoszenie nr 7/2022/MFW z 18 lutego 2022 r. dla obszaru 14.E.2. z terminem do 19 kwietnia 2022 r.;
- ogłoszenie nr 8/2022/MFW z 18 lutego 2022 r. dla obszaru 14.E.3. z terminem do 19 kwietnia 2022 r.;
- ogłoszenie nr 9/2022/MFW z 18 lutego 2022 r. dla obszaru 14.E.4. z terminem do 19 kwietnia 2022 r.;
- ogłoszenie nr 10/2022/MFW z 16 marca 2022 r. dla obszaru 45.E.1. z terminem do 16 maja 2022 r.;
- ogłoszenie nr 11/2022/MFW z 16 maja 2022 r. dla obszaru 46.E.1. z terminem do 16 maja 2022 r.

Na dzień opublikowania niniejszego przewodnika nie wszczęto postępowania rozstrzygającego w odniesieniu do żadnego z ww. obszarów. Prawdopodobnie takie postępowania zostaną wszczęte pod koniec pierwszego półrocza bieżącego roku.

7 Wyzwania i perspektywy rozwoju sektora offshore w Polsce

W ciągu najbliższych dziesięcioleci Polska może stać się największym rynkiem offshore wind na Morzu Bałtyckim oraz uzyskać miano lidera w rozwoju morskich farm na Bałtyku z docelowym potencjałem mocy zainstalowanej szacowanym na poziomie 28 GW w 2050 r. To jedna trzecia mocy, które mogą powstać w tym akwenie. Morska energetyka wiatrowa może zostać jednym z fundamentów polskiej transformacji energetycznej, przyczynić się do zagwarantowania bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz wzmocnić polską gospodarkę poprzez budowę nowoczesnego i silnego łańcucha dostaw dla MEW. Nakłady na rozwój morskiej energetyki wiatrowej do 2040 r. do poziomu wskazanego w PEP2040 mogą wynieść 125,8 mln PLN¹¹³. PSEW szacuje,

¹¹³ Załącznik 2. do Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. – „Wnioski z analiz prognostycznych dla sektora energetycznego”, <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski>.

OWF Act were again made available for the investors interested in the construction of OWFs.

Subsequently, applications for the Permit were submitted for each of those areas. Therefore, the Minister of Infrastructure published official announcements on the possibility to submit further applications for the issuance of the Permit (so-called counter-applications) for those areas within 60 days:

- announcement no. 1/2022/MFW dated January 21, 2022 for area 60.E.3. with a deadline of March 22, 2022;
- announcement No. 2/2022/MFW dated January 21, 2022 for area 43.E.1. with a deadline of March 22, 2022;
- announcement No. 3/2022/MFW dated January 21, 2022 for Area 53.E.1 with a deadline of March 22, 2022;
- announcement No. 4/2022/MFW dated February 8, 2022 for area 60.E.4 with a deadline of April 11, 2022;
- announcement No. 5/2022/MFW dated February 8, 2022 for area 44.E.1. with a deadline of April 11, 2022;
- announcement No. 6/2022/MFW of February 8, 2022 for area 14.E.1. with a deadline of April 11, 2022;
- announcement No. 7/2022/MFW of February 18, 2022 for Area 14.E.2. with a deadline of April 19, 2022;
- announcement No. 8/2022/MFW of February 18, 2022 for Area 14.E.3. with a deadline of April 19, 2022;
- announcement No. 9/2022/MFW of February 18, 2022 for Area 14.E.4. with a deadline of April 19, 2022;
- announcement No. 10/2022/MFW dated March 16, 2022 for area 45.E.1. with a deadline of May 16, 2022;
- announcement No. 11/2022/MFW dated May 16, 2022 for area 46.E.1. with a deadline of May 16, 2022.

As of the date of publication of this report, no determination procedure has been initiated for any of the above areas. It is likely that such proceedings will be initiated by the end of the first half of this year

Challenges and prospects for the development of the offshore sector in Poland

In the coming decades Poland may become the largest offshore wind market in the Baltic Sea and become the leader in the development of offshore wind farms in the Baltic Sea with a target installed capacity estimated at 28 GW in 2050. Offshore wind energy may become one of the foundations of the Polish energy transformation, contribute to the country's energy security and strengthen the Polish economy by building a modern and strong supply chain for OWF. Outlays for the development of offshore wind energy until 2040 to the level indicated in PEP2040 may amount to 125.8 million PLN.¹¹³ The PSEW estimates that the construction of only 6 GW of capacity in offshore wind farms will create 77,000 new jobs, generate about 60 billion PLN of

¹¹³ Appendix 2. to Poland's Energy Policy until 2040. – "Conclusions from forecasting analyses for the energy sector", <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski>.

że budowa tylko 6 GW mocy w morskich farmach wiatrowych stworzy 77 tys. nowych miejsc pracy, wygeneruje ok. 60 mld PLN wartości dodanej do PKB oraz przyniesie 15 mln PLN wpływów z tytułu podatku CIT i VAT¹¹⁴.

Morska energetyka wiatrowa stanie się podstawą transformacji polskiej gospodarki tylko pod warunkiem podjęcia politycznych decyzji co do przyszłego kształtu polskiej energetyki, opartej przede wszystkim na niskoemisyjnych, odnawialnych źródłach energii, w tym morskiej energetyce wiatrowej, i odzwierciedlenia tych decyzji w polityce energetycznej Polski. Długoterminowa wizja rozwoju polskiego sektora offshore wind, oparta na starannie oszacowanym potencjale tej technologii, wesprze rozwój sektora energetycznego w Polsce. Z uwagi na czasochłonność i kosztochłonność procesu inwestycyjnego, rozwój morskiej energetyki wiatrowej wymaga jednoznacznej, rządowej deklaracji wsparcia dla tej technologii, potwierdzonej wskazaniem potencjału na odpowiednio wysokim poziomie. Kluczowe będzie zapewnienie stabilnej perspektywy rozwoju sektora offshore wind w Polsce, co pozwoli również na zrównoważony rozwój polskiego łańcucha dostaw.

W tym zakresie eksperci wskazują, że zarówno polityka energetyczna, jak i plan zagospodarowania przestrzennego polskich obszarów morskich, który wskazuje obszary, gdzie możliwe jest realizowanie inwestycji związanych z produkcją energii z OZE, powinny zostać zmodyfikowane w najbliższym czasie. Zagwarantowanie odpowiedniej powierzchni i lokalizacji dla farm wiatrowych jest niezbędne dla realizacji ogromnego potencjału Polski i wymaga podjęcia prac nad zmianą planu.

Warto zaznaczyć, że jednym z wyzwań rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce jest również ukończenie w terminie inwestycji infrastrukturalnych, polegających na budowie portu instalacyjnego i portów serwisowych na polskim wybrzeżu, a także zapewnienie dostępności floty do budowy morskich farm wiatrowych. PSEW wskazuje, że niewystarczająca liczba statków instalacyjnych może stać się „wąskim gardłem” w rozwoju MEW. Długoterminowa strategia rozwoju morskiej energetyki wiatrowej wymaga także synchronizacji z planami rozwoju sieci elektroenergetycznej dla zapewnienia możliwości przyłączania planowanych inwestycji.

Niezbędne jest również zapewnienie stabilnego otoczenia prawnego i jak najszybsze ukończenie prac nad aktami prawnymi, zapewniającymi transparentność i jednoznaczność procesu uzyskiwania pozwoleń na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp na potrzeby budowy morskich farm wiatrowych oraz realizacji procesu inwestycyjnego.

Istotnym krokiem w kierunku efektywnej i stabilnej współpracy pomiędzy rządem a biznesem podczas realizacji inwestycji na polskich obszarach morskich było podpisanie „Porozumienia sektorowego na rzecz rozwoju morskiej

¹¹⁴ PSEW, Przyszłość morskiej energetyki wiatrowej w Polsce, 2019.

value added to GDP and generate 15 million PLN of revenues from CIT and VAT.¹¹⁴

Offshore energy will become the basis for the transformation of the Polish economy only if political decisions concerning the future shape of the Polish energy sector, based primarily on low-emission, renewable energy sources, including offshore wind energy, are made and reflected in Poland's energy policy. A long-term vision for the development of the Polish offshore wind sector, based on a carefully assessed potential of this technology, will support the development of the energy sector in Poland. Due to the time- and cost-intensive investment process, the development of offshore wind energy requires an unambiguous government declaration of support for this technology, confirmed by an indication of a sufficiently high potential. It will be crucial to ensure a stable development perspective for the offshore wind sector in Poland, which will also allow for the sustainable development of the Polish supply chain.

In this respect, experts point out that both the energy policy as well as the spatial development plan for Polish maritime areas, which indicates areas where investments related to energy production from RES are possible, should be modified in the nearest future. Guaranteeing appropriate area and location for wind farms is essential for the realization of Poland's huge potential and requires undertaking works on amending the plan.

It is worth mentioning that one of the challenges for the development of offshore wind energy in Poland is also the timely completion of infrastructural investments consisting in the construction of installation and service ports at the Polish coast and ensuring the availability of the fleet for the construction of offshore wind farms. The PSEW points out that an insufficient number of installation vessels may become a bottleneck in OWF development. A long-term strategy for the development of offshore wind energy also requires synchronization with the grid development plans in order to ensure connection possibilities for the planned investments.

It is also necessary to ensure a stable legal environment and to complete, as soon as possible, works on legal acts that will ensure transparency and clarity in the process of obtaining permits for erecting and using artificial islands for the purpose of constructing offshore wind farms and in the execution of the investment process.

An important step towards effective and stable cooperation between the government and business during the execution of investments in Polish maritime areas was the signing of the "Sectoral Agreement for the Development

¹¹⁴ PSEW, Przyszłość morskiej energetyki wiatrowej w Polsce, 2019.

energetyki wiatrowej w Polsce". Porozumienie ma stanowić stałą platformę współpracy między organami administracji rządowej, samorządu terytorialnego, obecnymi i przyszłymi inwestorami oraz operatorami morskich farm wiatrowych w Polsce, a także przedstawicielami łańcucha dostaw i usług, jednostek naukowo-badawczych oraz instytucji finansowo-ubezpieczeniowych, dla osiągnięcia celu Porozumienia, poprzez zapewnienie skoordynowanych działań na rzecz dynamicznego rozwoju sektora MEW w Polsce, z naciskiem na wzmocnienie krajowych korzyści energetycznych, środowiskowych, ekonomicznych i społecznych. Dla realizacji postanowień Porozumienia swoje działanie rozpoczęła Rada koordynacyjna ds. morskiej energetyki wiatrowej, która może stanowić platformę, na forum której rozwiązywane będą bieżące problemy branży.

8 Wybrane kwestie podatkowe w sektorze offshore

8.1. Podatek od nieruchomości

Opodatkowanie lądowych farm wiatrowych podatkiem od nieruchomości stanowi istotne źródło dochodów polskich gmin. W obecnym stanie prawnym opodatkowanie większości aktywów trwałych wchodzących w skład morskich farm wiatrowych nie jest możliwe z uwagi na brak stosownych regulacji. Wynika to z faktu, iż poza lądowymi i przybrzeżnymi składnikami majątku związanymi z doprowadzeniem mocy do systemu przesyłowego przeważająca część aktywów znajdzie się na terytorium obszarów morskich Rzeczypospolitej Polskiej i jednocześnie poza właściwością miejscową organów podatkowych, które są uprawnione do nakładania podatków lokalnych.

Z kolei część lądowa elektrowni wiatrowej offshore położona w granicach administracyjnych jednostki samorządu terytorialnego stanowi przedmiot opodatkowania podatkiem od nieruchomości w tej jednostce na takich samych zasadach jak elementy farmy lądowej. W praktyce opodatkowaniem objęta będzie część lądowa przyłącza oraz części budowlane podstacji usytuowanej na lądzie oraz inne obiekty budowlane o charakterze towarzyszącym (np. ogrodzenia, drogi czy place). Zastosowanie znajdują stawki podatku od nieruchomości obowiązujące w danej gminie dla poszczególnych kategorii obiektów (grunty, budynki, budowle).

Pozostała część inwestycji obciążona będzie częścią stałą opłaty koncesyjnej, opisanej w kolejnym punkcie.

8.2. Opłata koncesyjna

Wraz z wejściem w życie ustawy z 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych doszło do rozszerzenia opłaty koncesyjnej dla przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej o element stały (tj. niezależny

of Offshore Wind Energy in Poland". The Agreement is to constitute a permanent platform for cooperation between the government administration, local self-government bodies, current and future investors and offshore wind farm operators in Poland, as well as representatives of the supply and service chain, scientific and research entities as well as financial and insurance institutions in order to achieve the objective of the Agreement by ensuring coordinated actions for the dynamic development of the offshore wind energy sector in Poland, with a focus on reinforcing the national energy, environmental, economic and social benefits. In order to fulfil the provisions of the Agreement, the Offshore Wind Energy Coordination Council was established to provide a platform to address the issues that the industry will face.

Selected tax issues in the offshore sector

8.1. Property tax

Property tax on onshore wind farms is a significant source of revenue for Polish self-government at the commune level. In the current legal state, taxation of the majority of fixed assets comprising offshore wind farms is not possible due to the lack of relevant regulations. It is caused by the fact that, except for onshore and offshore assets connected with power supply to the transmission system, the majority of assets are located within the territory of the maritime areas of the Republic of Poland and, at the same time, beyond the local jurisdiction of tax authorities, which are authorized to levy local taxes.

The land part of the offshore wind power plant located within the administrative borders of a self-government unit is subject to property tax in this unit according to the same rules as the elements of the onshore wind farm. In practice the tax will apply to the onshore part of the connection and the building structures of the substation located onshore, as well as other accompanying non-building structures (e.g. fences, roads or yards). The property tax rates applicable in a given commune (*gmina*) for particular categories of assets (land, buildings, structures) will be applied.

The remaining part of the investment will be charged with the fixed part of the concession fee, described in the following section.

8.2. Concession fee

With the entry into force of the Act of December 17, 2020 on the promotion of electricity generation in offshore wind farms, the concession fee for an energy company involved in electricity generation in an offshore wind farm has been extended with a fixed component (i.e. independent of the volume of energy generated). From the economic point of

od wielkości produkcji energii). Z ekonomicznego punktu widzenia opłata ta stanowi ekwiwalent podatku. Należy zwrócić uwagę, że w uzasadnieniu do projektu rozporządzenia, które określiło wysokość tej opłaty, wskazano, że jej wartość określono, biorąc pod uwagę przeciętną wysokość podatku od nieruchomości dla lądowych farm wiatrowych, co wyraźnie sugeruje, że opłata ta ma być odpowiednikiem takiej daniny dla obiektów morskich zlokalizowanych poza obszarem obowiązywania podatków lokalnych. Ta okoliczność wydaje się wskazywać na niskie prawdopodobieństwo przyszłego rozszerzenia przepisów ustawy o podatkach i opłatach lokalnych, regulującej podatek od nieruchomości, na „pozaładową” część majątku morskich farm wiatrowych.

Konstrukcja opłaty koncesyjnej

Zgodnie z ustawą Prawo energetyczne, przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej wnosi opłatę koncesyjną stanowiącą pewien procent wielkości sprzedaży energii (część zmienna) powiększoną o kwotę stanowiącą iloczyn mocy zainstalowanej farmy wyrażonej w MW, wynikającej z otrzymanej koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w tej morskiej farmie wiatrowej oraz współczynnika kwotowego określonego odrębnie w drodze rozporządzenia Rady Ministrów (część stała).

Część zmienna opłaty koncesyjnej w przypadku elektrowni offshore nie różni się w sposobie naliczania od opłaty koncesyjnej należnej od innych przedsiębiorstw energetycznych uzyskujących przychody ze sprzedaży energii elektrycznej i została szczegółowo omówiona w rozdziale raportu poświęconym uwarunkowaniom prawnym. Dalsze rozważania w tym miejscu dotyczą wyłącznie części stałej opłaty koncesyjnej, która pełni rolę ekwiwalentu podatku majątkowego.

W przeciwieństwie do podatku od nieruchomości, który stanowi dochód jednostki samorządu terytorialnego, opłata koncesyjna zasila budżet państwa.

Podstawa kalkulacji i stawka części stałej opłaty koncesyjnej

Podstawę kalkulacji stałego elementu opłaty koncesyjnej dla morskiej farmy wiatrowej stanowi jej zainstalowana moc wyrażona w MW, a opłatę ustala się w kwocie 23 tys. PLN za każdy 1 MW. Kwota 23 tys. PLN/MW jest wartością współczynnika wynikającą z aktualnie obowiązującego rozporządzenia Rady Ministrów z 12 października 2022 r. w sprawie opłaty koncesyjnej, które jako akt wykonawczy do ustawy Prawo energetyczne określa wartość współczynnika na poziomie nie wyższym niż wartość maksymalna wynikająca z ustawy (także 23 tys. PLN/MW).

Opłatę koncesyjną, która ma charakter daniny rocznej rozliczanej w obrębie roku kalendarzowego, należy wpłacić na rachunek bankowy Urzędu Regulacji Energetyki, oddzielnie dla każdego rodzaju działalności objętej koncesją, w terminie

view, this fee is equivalent to a tax. It should be noted that the statement of reasons to the draft act, which set the amount of the fee, indicates that its value was determined taking into account the average amount of the property tax for onshore wind farms, which clearly suggests that this fee is to be equivalent to such a levy for offshore facilities located outside the area where local taxes apply. This circumstance seems to indicate a low probability of future extension of the provisions of the Act on local taxes and fees, regulating the property tax, to the "offshore" part of the offshore wind farm property.

Concession fee structure

Pursuant to the Energy Law, an energy enterprise, which conducts business activity consisting in the production of electric energy in an offshore wind farm, pays a concession fee constituting a certain percentage of the volume of energy sales (the variable part) increased by the amount constituting the product of the installed capacity of the farm expressed in MW, resulting from the received concession for the production of electric energy in this offshore wind farm, and an amount coefficient determined separately by the regulation of the Council of Ministers (the fixed part).

The variable part of the concession fee in the case of offshore wind farms does not differ in terms of how it is calculated from the concession fee payable by other energy enterprises receiving revenues from the sale of electricity, and is discussed in detail in the chapter of the report devoted to the legal framework. Further discussion here concerns only the fixed part of the concession fee, which acts as the equivalent of a property tax.

Unlike the property tax, which is an income of the self-government unit, the concession fee is paid to the state budget.

Basis for calculating the fixed part of the concession fee and its rate

The basis for calculating the fixed part of the concession fee for the offshore wind farm is its installed capacity expressed in MW, and the fee is set at PLN 23,000 for every 1 MW. The amount of PLN 23,000/MW is the value of the coefficient resulting from the currently binding Ordinance of the Council of Ministers dated October 12, 2022 regarding the concession fee, which as secondary legislation to the Energy Law sets the value of the coefficient at the level not higher than the maximum value resulting from the Act (also PLN 23,000/MW).

The concession fee, which has a nature of an annual levy settled during the calendar year, should be paid to the bank account of the Energy Regulatory Office, separately for each type of activity covered by the concession, by April 15 of the

do 15 kwietnia roku następującego po roku powstania obowiązku wnieścia opłaty. Jeżeli w danym roku kalendarzowym wytwórca otrzymał koncesję na wytwarzanie nieobejmującą pełnego roku, część stała opłaty koncesyjnej zostaje proporcjonalnie zmniejszona.

8.3. Zakres zastosowania ustawy o VAT przy inwestycjach w morskie farmy wiatrowe

Zgodnie z jednolitą linią interpretacyjną organów podatkowych, czynności związane z budową morskich farm wiatrowych zlokalizowanych w wyłącznej strefie ekonomicznej Rzeczypospolitej Polskiej stanowią czynności wykonywane na terytorium kraju. W konsekwencji dostawy towarów oraz świadczenie usług związanych z inwestycjami w morskie farmy wiatrowe stanowi przedmiot opodatkowania VAT w Polsce na zasadach analogicznych do transakcji, których celem jest budowa i eksploatacja farm wiatrowych zlokalizowanych na obszarze lądowym. Należy jednak podkreślić, iż stanowisko prezentowane przez organy administracji skarbowej nie jest zgodne z ścisłym brzmieniem ustawy o VAT, która obejmuje co do zasady wyłącznie terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, a zatem jedynie obszar morskich wód wewnętrznych oraz morze terytorialne, w obrębie których zakazuje się wznoszenia i wykorzystywania elektrowni wiatrowych w myśl odrębnych przepisów.

Z kolei wyłączna strefa ekonomiczna przysługująca Polsce na podstawie odrębnych przepisów i porozumień międzynarodowych, określona jednocześnie jako jedyna dostępna lokalizacja farm offshore, znajduje się poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej. Oznaczałoby to, że czynności związane z budową morskich farm wiatrowych zlokalizowanych w wyłącznej strefie ekonomicznej obszaru morskiego Rzeczypospolitej Polskiej pozostawałyby poza zakresem ustawy o VAT.

Niemniej, zgodnie ze stanowiskiem Komisji Europejskiej, w odniesieniu do działalności, do której nadbrzeżne państwo członkowskie posiada suwerenne prawa, wyłączną strefę ekonomiczną przylegającą do jego morza terytorialnego uznaje się za część terytorium tego państwa członkowskiego. Zatem dostawa towarów dokonana w wyłącznej strefie ekonomicznej, która jest związana z działalnością, do której państwu członkowskiemu przysługuje suwerenne prawo, powinna być opodatkowana VAT jako dostawa towarów mająca miejsce w nadbrzeżnym państwie członkowskim, do którego należy ta strefa. Zasada ta ma również zastosowanie do świadczenia usług, jeśli miejsce ich świadczenia, ustalone według określonych reguł, znajduje się w wyłącznej strefie ekonomicznej.

W odniesieniu do czynności związanych z budową i eksploatacją morskiej farmy wiatrowej zlokalizowanej na terytorium wyłącznej strefy ekonomicznej należy każdorazowo dokonać aktualnej oceny skutków realizowanej inwestycji z perspektywy przepisów o VAT. Tak długo jak przepisy ustawy o VAT pozostawiają wątpliwości co do ich teryto-

year following the year in which the obligation to pay the fee arose. If in the given calendar year the producer received the concession for generation that does not cover a full year, the fixed part of the concession fee is proportionally reduced.

8.3. Application of the VAT Act to investments in offshore wind farms

In accordance with the uniform line of interpretation of tax authorities, activities connected with the construction of offshore wind farms located in the exclusive economic zone of the Republic of Poland constitute activities performed in the territory of the country. Consequently, supply of goods and provision of services related to investments in offshore wind farms are subject to VAT taxation in Poland according to principles analogous to transactions whose purpose is the construction and operation of wind farms located in onshore areas. However, it should be emphasized that the position presented by the tax authorities is not consistent with the strict wording of the VAT Act, which in principle covers only the territory of the Republic of Poland, thus only the area of internal waters and the territorial sea, where the erection and operation of wind farms is prohibited under separate regulations.

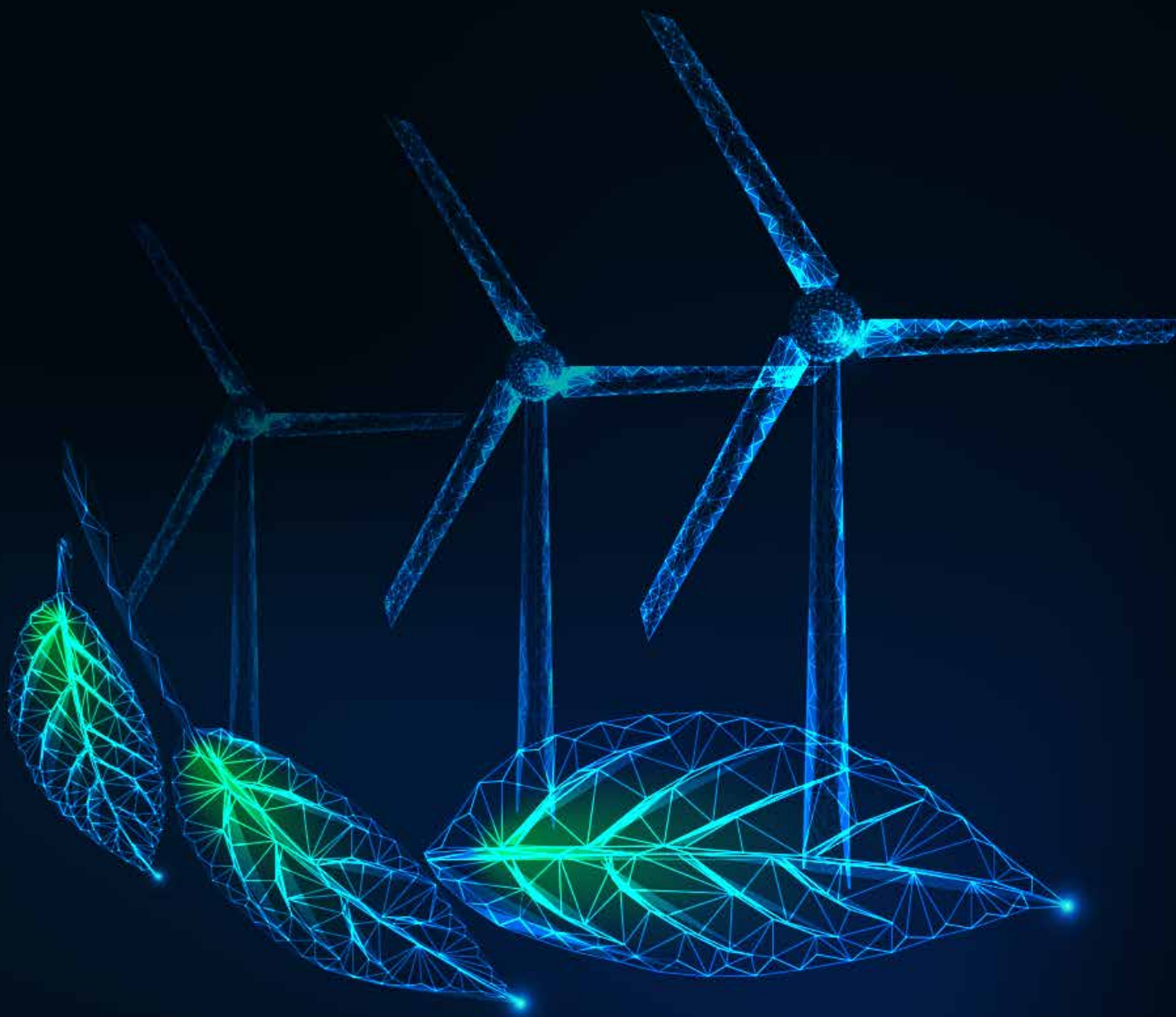
On the other hand, the exclusive economic zone, which Poland is entitled to under separate regulations and international agreements and which is at the same time defined as the only available location for offshore farms, is located outside the territory of the Republic of Poland. It would mean that activities related to construction of offshore wind farms located in the exclusive economic zone of the maritime area of the Republic of Poland would remain outside the scope of the VAT Act.

However, according to the position of the European Commission, with regard to activities to which a coastal Member State has sovereign rights, the exclusive economic zone adjacent to its territorial sea is deemed to be part of the territory of that Member State. Therefore, a supply of goods made in the exclusive economic zone that is related to an activity to which a Member State has sovereign rights should be subject to VAT as a supply of goods taking place in the coastal Member State to which the zone belongs. This rule also applies to the provision of services if the place of provision, determined according to specific rules, is in the exclusive economic zone.

In relation to activities connected with the construction and exploitation of an offshore wind farm located in the exclusive economic zone, each time an up-to-date assessment should be made of the effects of the investment from the perspective of VAT regulations. As long as the provisions of the VAT Act leave doubts as to their territorial jurisdiction in

rialnej właściwości w obszarze wyłącznej strefy ekonomicznej RP na Morzu Bałtyckim, warto rozważyć złożenie wniosku o wydanie indywidualnej interpretacji przepisów prawa podatkowego celem zabezpieczenia pozycji podatkowej inwestora oraz innych podmiotów zaangażowanych w realizację procesu inwestycyjnego. Ma to szczególne znaczenie dla bezspornego określenia miejsca opodatkowania dostawy towarów oraz świadczenia usług związanych z realizowaną inwestycją, podmiotu zobowiązanego do zapłaty podatku, a także prawa do obniżenia kwoty podatku należnego o kwotę podatku naliczonego z tytułu dokonywanych wydatków.

the area of the exclusive economic zone of the Republic of Poland in the Baltic Sea, it is worth considering applying for an individual interpretation of the tax law in order to secure the tax position of the investor and other entities involved in the project. This is of particular importance for the unquestionable determination of the place of taxation of the supply of goods and provision of services connected with the executed project, the entity obliged to pay tax, as well as the right to reduce the amount of output tax by the amount of input tax on account of accrued expenses.



5

Wydarzenia sektora energetyki
wiatrowej w Polsce

Wind energy sector
events in Poland

Wydarzenia i Konferencje PSEW już na stałe wpisały się w kalendarz branży odnawialnych źródeł energii, szczególnie sektora wiatrowego. PSEW kreuje doskonałe miejsca do dyskusji na najbardziej aktualne tematy w gronie polskich i zagranicznych liderów. Coroczne wydarzenia cieszące się coraz większą popularnością wyznaczają standardy dla sektora energetyki odnawialnej i są donośnym głosem branży, by nieustannie pracować nad korzystnymi warunkami dla rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce.

Poniżej zestawienie 4 kluczowych wydarzeń w branży wiatrowej, których organizatorem jest Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej:

KONFERENCJA PSEW 13–15 czerwca 2022 r., Serock

Najbardziej znana i oczekiwana konferencja branży odnawialnych źródeł energii. Konferencja PSEW to największe wydarzenie branżowe w Polsce i Europie Środkowo-Wschodniej poświęcone energetyce wiatrowej. Wydarzenie dedykowane jest odnawialnym źródłom energii oraz rozwojowi rynku energii w aspekcie wdrażania i eksploatacji technologii OZE w Polsce. Spotkanie umożliwia wymianę doświadczeń i dyskusję na temat wykorzystania odnawialnych źródeł energii w gospodarce narodowej oraz korzyści środowiskowych wynikających z transformacji w kierunku gospodarki niskoemisyjnej. Wśród kluczowych tematów tegorocznej konferencji znajdą się: nieuniknione zmiany klimatu, rola energetyki wiatrowej w procesie transformacji energetycznej naszego kraju i Europy, wykorzystanie energii odnawialnej do produkcji zielonego wodoru na dużą skalę czy kwestie przyłączenia do sieci i perspektywy biznesowe inwestycji w cPAA. Nie zabraknie również tematu morskiej energetyki wiatrowej, która jest ważnym elementem zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski w najbliższych latach.

Szczegóły wydarzenia dostępne na:
www.konferencjapsew.pl

The Polish Wind Energy Association (PSEW) events and conferences have already become an inherent part of the renewable energy sources industry calendar, in particular of the wind energy sector. The PSEW has created perfect opportunities for discussions on the most current topics for Polish and foreign leaders. The increasingly popular annual events set standards for the renewable energy sector and are a resounding voice of the industry, encouraging to continually work towards favorable conditions for the development of wind power in Poland.

Below is a list of 4 key wind industry events organized by the PSEW:

PSEW CONFERENCE June 13–15, 2022, Serock

The most popular and anticipated conference of the renewable energy sources industry. The PWEA Conference is the largest industry event in Poland and Central and Eastern Europe dedicated to wind energy. The event is devoted to renewable energy sources and energy market development in terms of development and operation of RES technologies in Poland. The meeting enables the exchange of experience and discussion on the use of renewable energy sources in the national economy and the environmental benefits resulting from the transformation towards a low-carbon economy. Among the key topics of this year's conference, there will be: inevitable climate change, the role of wind energy in the process of energy transformation in Poland and Europe; the use of renewable energy for large-scale production of green hydrogen; or issues of grid connection and business perspectives for investments in cPAA. Offshore wind energy, which is an important element in ensuring Poland's energy security in the coming years, will also be discussed.

Event details available on:
<https://konferencjapsew.pl/en/>



KONFERENCJA RE-SOURCE POLAND Minione wydarzenie: 9 maja 2022 r., Warszawa

Konferencja RE-Source Poland to coroczne, zrzeszające coraz więcej uczestników spotkanie wiodących krajowych i międzynarodowych korporacji, dostawców energii odnawialnej oraz ekspertów z sektora OZE, zainteresowanych umowami cPPA. Konferencja jest niezwykle ważna dla przemysłu w Polsce. To szansa, aby zrozumieć specyfikę kontraktów cPPA, zapoznać się z jej wariantami, strukturą i ewentualnym ryzykiem, tak aby przyjąć model najbardziej odpowiadający profilowi działalności danego przedsiębiorstwa. W tegorocznym programie Konferencji duży nacisk zostanie położony na aspekt regulacji prawnych, zostaną poruszone m.in. kwestie linii bezpośredniej czy finansowania na polskim rynku. Uczestnicy poznają bieżące wyzwania związane z umowami cPPA, a także zmieniające się podejścia i oczekiwania do tego typu kontraktów. Jako głos branży jesteśmy przekonani, że właśnie ten event skłoni producentów OZE i odbiorców energii do zawierania umów cPPA na czystą energię, które są niezwykle potrzebne przy obecnej sytuacji rynkowej.

Szczegóły wydarzenia dostępne na:
www.resourcepoland.pl/event/

RE-SOURCE POLAND CONFERENCE Past event: May 9, 2022, Warsaw

The RE-Source Poland conference is an annual and increasingly attended meeting of leading national and international corporations, renewable energy suppliers and RES sector experts interested in cPPAs. The conference is extremely important for the industry in Poland. It is an opportunity to understand the specifics of cPPA contracts, get acquainted with their variants, structure and possible risks, so as to adopt the model that best suits the profile of a given company. This year's conference agenda will place great emphasis on the aspect of legal regulations, and the issues of direct wire and financing in the Polish market will be discussed as well. Participants will learn about the current challenges of cPPAs, and changing approaches and expectations towards this model of contract. As the voice of the industry, we are convinced that this event will encourage RES producers and energy consumers to conclude cPPAs for clean energy, which are extremely necessary in the current market situation.

Event details available on:
<http://www.resourcepoland.pl/event/en/>



FORUM OPERATORÓW FARM WIATROWYCH Minione wydarzenie: 9–10 marca 2022 r., Sopot

Forum Operatorów Farm Wiatrowych to miejsce kształtowania się rzeczywistości i wyznaczania trendów w bliższej i dalszej perspektywie w branży wiatrowej. Wyjątkowy i ekspercki program tego wydarzenia tworzą czołowe dla branży autorytety, które biorą pod uwagę obecną sytuację ekonomiczno-polityczną, aby mówić o najbardziej aktualnych wyzwaniach stojących przed sektorem. Nasze wydarzenie to wiele godzin merytorycznych rozmów, prelekcji, a wszystko w kameralnej atmosferze, która sprzyja nawiązywaniu biznesowych kontaktów. Podczas tegorocznego FOFW omawiane były tematy związane z eksploatacją i utrzymaniem farm wiatrowych, odbyły się specjalistyczne warsztaty poświęcone zagadnieniom obsługi i utrzymania lądowych farm wiatrowych zarówno w obszarze komercyjnym, jak i technicznym.

WIND FARM OPERATORS FORUM Past event: March 9–10, 2022, Sopot

The Wind Farm Operators Forum is a place where reality is shaped and trends are set in the near and long term in the wind industry. The unique and expert-based agenda of the event is created by industry-leading authorities who take the current economic and political situation into account to talk about the most current challenges facing the sector. Our event is many hours of substantive talks, lectures, all that in an intimate atmosphere that fosters business networking. During this year's WFOF we discussed issues related to the operation and maintenance of wind farms, held specialist workshops on the operation and maintenance of onshore wind farms in both commercial and technical areas.



Szczegóły ostatniego wydarzenia dostępne na:
www.wfof.eu/pl/

OFFSHORE WIND CONFERENCE **Nadchodzące wydarzenie: jesień 2022 r.**

Offshore Wind Conference to wiodące wydarzenie dotyczące morskiej energetyki wiatrowej w Polsce. W roku poprzednim zbiegło się w czasie podpisania „Porozumienia sektorowego na rzecz rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce (Polish Offshore Wind Sector Deal)” przez przedstawicieli rządu RP, inwestorów oraz podmioty uczestniczące w łańcuchu dostaw. Był to ważny krok do tego, aby morską energetyką wiatrową stała się silnym impulsem dla polskiej gospodarki. Podczas zeszłorocznej Konferencji Offshore Wind rozmawialiśmy na temat perspektyw, które podpisane porozumienie otwiera dla morskiej energetyki wiatrowej w Polsce. Spotkanie skupiające najważniejsze zagadnienia z zakresu MEW zbliży inwestorów, wykonawców, usługodawców, stowarzyszenia branżowe i polityków podejmujących decyzje dotyczące rozwoju morskiej energetyki wiatrowej.



Details of the latest edition available on:
<https://wfof.eu/>

OFFSHORE WIND CONFERENCE **Upcoming event: fall 2022**

Offshore Wind Conference is the leading offshore energy event in Poland. Last year it coincided with the signing of the "Polish Offshore Sector Deal" by representatives of the Polish government, investors and stakeholders in the supply chain. It was an important step towards making offshore wind energy a strong impulse for the Polish economy. During last year's Offshore Wind Conference we discussed the prospects that the signed agreement opens for the offshore energy sector in Poland. The event brings together investors, contractors, service providers, industry associations and politicians who make decisions regarding offshore wind energy development.



Szczegóły ostatniego wydarzenia dostępne na:
www.konferencja-offshore.pl/



Details of the latest edition available on:
<https://konferencja-offshore.pl/en/>

O autorach



DWF

DWF jest międzynarodową kancelarią prawną, działającą w kluczowych sektorach gospodarki. Zatrudnia 4000 osób w ponad 30 lokalizacjach na świecie.

Kluczowe obszary działalności warszawskiego biura to energetyka odnawialna, IT, ochrona środowiska, fuzje i przejęcia, rynki kapitałowe, nieruchomości, budownictwo i infrastruktura, bankowość, finanse i restrukturyzacja, własność intelektualna, rozstrzyganie sporów, prawo konkurencji i kwestie regulacyjne, podatki, prawo pracy, a także zamówienia publiczne.

DWF posiada wyróżniający się na rynku zespół doświadczonych prawników specjalizujących się w obsłudze sektora odnawialnych źródeł energii, w tym w energetyce wiatrowej. To „one-stop-shop” w zakresie regulacji energetyki, aukcji, pozwoleń, umów, ocen oddziaływania na środowisko, nieruchomości, transakcji i podatków, bieżącej działalności, a także rozwiązywania sporów, w tym mediacji.

Zespół znany jest również z doradztwa na rzecz Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej, które wspiera w inicjatywach legislacyjnych dotyczących sektora.

www.dwfgroup.com

About the authors

DWF

DWF is an integrated legal business, operating across key sectors of economy in over 30 global locations, with 4,000 employees.

The Warsaw office key practices include renewable energy, IT, environment, mergers and acquisitions, capital markets, real estate, construction and infrastructure, banking, finance and restructuring, intellectual property, dispute resolution, competition and regulatory matters, tax and employment, as well as public procurement.

DWF has a distinctive team of experienced lawyers providing specialist legal advice and support to the renewable energy sector, including wind power. It is a one-stop-shop for energy regulatory issues, auctions, permitting, contracts, environmental impact assessment, real estate, M&A, tax, day-to-day operations as well as dispute resolution, including mediation.

The team is also renowned for advising the Polish Wind Energy Association, actively participating in legislative initiatives concerning the sector.

Kieruje Departamentem Energetyki Odnawialnej w DWF. Jego doświadczenie koncentruje się na odnawialnych źródłach energii, zarówno na lądzie, jak i na morzu, w elektrowniach wiatrowych i fotowoltaicznych. Angażuje się w działalność stowarzyszeń i grup parlamentarnych związanych z OZE. Od 2018 r. był ekspertem Parlamentarnego Zespołu ds. Morskiej Energetyki Wiatrowej oraz – od wielu lat – pozostaje członkiem Komitetu Sterującego Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej. Doradza również polskim i zagranicznym przedsiębiorstwom ze wszystkich sektorów przemysłu w kwestiach regulacyjnych.



**dr KAROL
LASOCKI**

He heads the Renewable Energy Department at DWF. His expertise focuses on renewable energy sources, offshore as well as onshore wind and solar PV. Dr. Karol Lasocki is engaged in the activities of associations and parliamentary groups related to renewable energy sources on a daily basis. From 2018 he was an expert of the Parliamentary Offshore Wind Energy Group and – for many years – continues to serve as a member of the Steering Committee of the Polish Wind Energy Association. He also advises Polish and foreign companies from all sectors of industry on regulatory issues.

Jest adwokatem na stanowisku Counsel w Zespole Energetyki Odnawialnej DWF. Wiktoria doradza inwestorom w zakresie odnawialnych źródeł energii, w szczególności lądowej energetyki wiatrowej, morskiej energetyki wiatrowej i fotowoltaiki, w całym procesie inwestycyjnym w Polsce. Reprezentuje klientów w postępowaniach administracyjnych i sądowych dotyczących kwestii środowiskowych, procesu uzyskiwania pozwoleń, kwestii regulacyjnych, jak również kwestii planowania i zagospodarowania przestrzennego. Aktywnie uczestniczy jako prelegent w licznych konferencjach dotyczących zagadnień związanych z energią odnawialną.



**WIKTORIA
ROGASKA**

She is an advocate and a Counsel in the Renewable Energy Team at DWF in Poland. Wiktoria supports investors in renewable energy sources, in particular offshore wind, onshore wind and PV, throughout the investment process in Poland. She represents many clients in the administrative and court proceedings concerning environmental matters, permitting process, regulatory matters, as well as planning and zoning issues. She has been a speaker at numerous conferences on renewables energy matters.

Małgorzata doradza w zakresie prawa nieruchomości oraz prawa cywilnego i handlowego. W swojej praktyce koncentruje się na szerokim spektrum transakcji na rynku nieruchomości, w tym w zakresie sprzedaży i nabywania nieruchomości oraz spółek dysponujących nieruchomościami, najmu i dzierżawy, służebności przesyłu i innych umów o korzystanie z nieruchomości w projektach OZE, umów związanych z procesem budowlanym, takich jak umowy o projektowanie, prace wykończeniowe i budowlane. Doświadczenie Małgorzaty obejmuje również aspekty nieruchomościowe w transakcjach finansowania projektów deweloperskich i innych projektów inwestycyjnych dotyczących nieruchomości. Doradza również w postępowaniach administracyjnych dotyczących procesu inwestycyjnego. Ponadto Małgorzata uczestniczy w projektach fuzji, podziału, przejęć i restrukturyzacji, transakcjach przejścia aktywów zagrożonych, nabywania udziałów i innych kwestiach związanych z inwestycjami zagranicznymi w Polsce.



**MAŁGORZATA
LESIAK-
ĆWIKOWSKA**

Małgorzata practices in the areas of real estate, civil and commercial law. Her advisory services are focused on a variety of real estate transactions, including sales and acquisitions of properties and companies owning properties, leases and tenancy, transmission easement and other contracts for use of real properties in RES projects, contracts relating to construction process, such as contracts for design, fit-out and construction work. Małgorzata's practice also includes legal and real estate aspects of financing of property development and other real estate projects. She is also experienced in administrative proceedings regarding investment process at various levels. In addition, Małgorzata participates in merger, takeover and restructuring projects, share acquisitions, and other issues relating to foreign investments in Poland.

Jest radcą prawnym na stanowisku Counsel w warszawskim Departamencie Energetyki Odnawialnej i Zamówień Publicznych, prawnikiem specjalizującym się w doradztwie transakcyjnym w zakresie energetyki, nieruchomości i zamówień publicznych. Specjalizuje się w złożonych projektach infrastrukturalnych, w tym energetycznych oraz realizowanych w formule partnerstwa publiczno-prywatnego (PPP). Jest odpowiedzialna za transakcje handlowe w sektorze odnawialnych źródeł energii, pomagając klientom w przygotowaniu i negocjowaniu umów o budowę i przeniesienie aktywów (CATA), umów EPC, LTSA, BoP i TSA, aby wymienić tylko kilka z nich. Specjalizuje się również w kontraktach budowlanych na realizację przedsięwzięć, w których pracodawcą jest podmiot publiczny lub prywatny (w tym opartych na standardach FIDIC).



**AGNIESZKA
CHYLIŃSKA**

Is an attorney-at-law and a Counsel in the Warsaw Renewable Energy and Public Procurement Departments, a business oriented transaction lawyer with renewable energy, real estate and public procurement background. She specialises in complex infrastructure projects, including energy projects and those performed under the public-private partnership (PPP) formula. She is responsible for commercial transactions in the renewables sector, assisting clients in preparation and negotiation of construction and asset transfer agreements (CATA), EPC, LTSA, BoP and TSA agreements, to name just a few. She also specialises in construction contracts for the implementation of projects in which the employer is either a public or a private entity (including those based on FIDIC standards).

Maria jest adwokatem, członkiem Zespołu Energetyki Odnawialnej w DWF oraz Zespołu Rozwiązywania Sporów i Arbitrażu DWF. Specjalizuje się w projektach z zakresu rozwoju morskiej energetyki wiatrowej, umowach dotyczących sektora OZE (umowy deweloperskie, BoP, TSA) oraz sporach. Zajmuje się postępowaniami spornymi przed sądami powszechnymi i arbitrażowymi z zakresu prawa umów handlowych i umów o roboty budowlane (w tym umów FIDIC), odpowiedzialności odszkodowawczej, postępowaniach, reprezentuje klientów podczas negocjacji i mediacji gospodarczych. Maria doradza również w kwestiach transakcyjnych regulacyjnych, oraz nieruchomościowych związanych z sektorem energii odnawialnej w Polsce.



**dr MARIA
KIERSKA**

Maria is an advocate, member of the Renewable Energy and Dispute Resolution and Arbitration Departments at DWF. She specialises in offshore wind development, RES sector agreements (development, BoP, TSA) and disputes. Maria focuses on dispute resolution before the common courts and arbitration tribunals concerning commercial, services, delivery and construction contracts (including FIDIC contracts), liability for damages, interim measures and enforcement proceedings, as well as contracts negotiations and commercial mediation. Maria also advises on transactional, regulatory and real estate aspects of renewable energy sector in Poland.

Paulina jest radcą prawnym, członkiem Zespołu Energetyki Odnawialnej DWF. Specjalizuje się w doradztwie regulacyjnym na rzecz podmiotów z sektora energetycznego, głównie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. W swojej praktyce łączy doświadczenia z pracy zarówno w sektorze prywatnym, jak i publicznym. Doświadczenie zdobywała m.in. w Urzędzie Regulacji Energetyki, zajmując się polskim i europejskim rynkiem energii, unijnymi kodeksami sieci, a także instrukcjami ruchu i eksploatacji sieci. Wspierała Klientów m.in. w uzyskaniu dofinansowania morskich farm wiatrowych, problemach dotyczących przyłączenia do sieci elektroenergetycznej i analizie prawnych ram funkcjonowania rynku biogazu.



**PAULINA
STACHURA**

Paulina is an attorney-at-law, member of the Renewable Energy Department at DWF. She specializes in regulatory advisory for entities in the energy sector, mainly electricity from renewable sources. In her practice, she combines experience from working in both the private and public sectors. She gained experience in the Energy Regulatory Office, where she worked on the Polish and European electricity market, EU network codes, including instructions on the operation and use of the grid. She supported clients, i.a., in obtaining financing for offshore wind farms, grid connection issues and analysis of the legal framework for the biogas market.

Joanna pracuje na stanowisku Associate i jest członkiem Zespołu Energetyki Odnawialnej DWF. Wykonuje zadania z zakresu prawa administracyjnego dotyczące w szczególności procesów inwestycyjnych w projektach z zakresu energetyki odnawialnej (lądowej i morskiej energetyki wiatrowej, energetyki słonecznej), a także świadczy usługi doradztwa prawnego na rzecz klientów w zakresie polskich przepisów regulacyjnych dotyczących sektora energetycznego.



**JOANNA
DERLIKIEWICZ**

Joanna works as an Associate and is a member of the Renewable Energy Team at DWF. She focuses on administrative law matters concerning, in particular, investment processes in renewable energy projects (onshore and offshore wind energy, PV), and provides legal advice to clients on Polish regulations concerning the energy sector.

Przemysław pracuje na stanowisku Associate i jest członkiem zespołu Energetyki Odnawialnej DWF. W swojej praktyce koncentruje się na aspektach regulacyjnych oraz doradztwie administracyjno-prawnym na rzecz podmiotów działających w sektorze energetyki odnawialnej, w szczególności w kwestiach prawa budowlanego, prawa ochrony środowiska i planowania przestrzennego dotyczących inwestycji typu offshore i onshore, PV oraz z wykorzystaniem biomasy.



**PRZEMYSŁAW
BUGNACKI**

Przemysław works as an Associate and is a member of the Renewable Energy Team at DWF. In his practice he focuses on regulatory aspects as well as administrative and legal advice to entities operating in the renewable energy sector, in particular on construction, environmental and spatial planning issues for offshore and onshore wind farm projects, photovoltaic farms and biomass.

Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej

Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej (PSEW) jest organizacją pozarządową działającą od 1999 r., założoną przez grupę osób zainteresowanych wdrażaniem technologii wiatrowych na terenie Polski. Nadrzędnym celem Stowarzyszenia jest praca na rzecz poprawy istniejących i tworzenia nowych zapisów prawnych oraz zwiększenia świadomości społecznej w zakresie energetyki wiatrowej, tak aby umożliwić jej dynamiczny rozwój w Polsce.

Celem PSEW jest również podejmowanie inicjatyw mających na celu zwalczanie barier rozwoju 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.

Firmy należące do PSEW zyskują między innymi dostęp do aktualnej wiedzy na temat rynku, polityki i prawa regulującego funkcjonowanie sektora energetyki wiatrowej, bezpośredni kontakt i możliwość współpracy z innymi członkami stowarzyszenia, ekspozycję marki na kanałach komunikacyjnych PSEW, a także preferencyjne koszty uczestnictwa w wydarzeniach organizowanych przez PSEW oraz rabat przy zakupie raportów, opracowań, studiów przygotowywanych przez PSEW.

W ramach PSEW funkcjonują grupy robocze, w których mogą brać udział członkowie Stowarzyszenia, w tym Grupa ds. morskiej energetyki wiatrowej (offshore), Grupa ds. regulacji w morskiej energetyce wiatrowej, Grupa ds. permitingu offshore, Grupa ds. portów, Grupa ds. O&M i Podgrupa ds. UDT, Grupa analityczna, Grupa ds. regulacji onshore, Grupa ds. sieciowych onshore, Grupa 10H, Grupa ds. bilansowania/Rynku Energii, Grupa ds. corporate PPAs.

www.psew.pl

Polish Wind Energy Association

The Polish Wind Energy Association (PSEW) is a non-governmental organization established in 1999 by a group of persons interested in the development of wind energy technologies in Poland. The primary goal of the Association is to work towards improving existing and creating new legal regulations and increasing public awareness of wind energy in order to enable its dynamic development in Poland.

The PSEW's objective is also to undertake initiatives aimed at counteracting barriers to wind energy development. The Association brings together leading companies operating in the wind energy market in Poland: investors, developers, turbine and power plant component manufacturers, both from Poland and abroad.

The PSEW's member companies enjoy, among other things, access to up-to-date knowledge of the market, policy and laws regulating the wind energy sector, direct contact and cooperation opportunities with other Association Members, brand exposure in PSEW communication channels as well as preferential participation costs in the PSEW events and a discount for the purchase of reports, studies and research prepared by the PSEW.

The PSEW has working groups that members of the Association may participate in, including the Offshore Wind Energy Group, Offshore Regulation Group, Offshore Permitting Group, Ports Group, O&M Group and UDT Subgroup, Study Group, Onshore Regulation Group, Onshore Grid Group, 10H Group, Balancing/Market Energy Group, Corporate PPAs Group.

Prezes Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej, związany z branżą wiatrową od 2008 r. Wcześniej był dyrektorem Stowarzyszenia. Janusz Gajowiecki jest ekspertem w zakresie integracji sieci elektroenergetycznych i systemów wsparcia. Reprezentant branży energetyki wiatrowej w licznych konsultacjach, grupach roboczych i rozmowach z innymi uczestnikami rynku energii w Polsce i EU. Ukończył wyższą uczelnię CBS w Kopenhadze – ze stopniem Master of Science – specjalizacja stosunki międzynarodowe.



**JANUSZ
GAJOWIECKI**

President of the Polish Wind Energy Association. Working for the wind industry since 2008. A former Director of the Association, Janusz Gajowiecki is an expert in integration of power grids and support schemes. A representative of the wind power industry in numerous consultations, working groups and talks with other energy market participants in Poland and the EU. He graduated from the Copenhagen Business School with an MSc in International Relations.

Dyrektor ds. regulacji w PSEW zajmujący się kwestiami regulacyjnymi związanymi z promowaniem rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce. Wcześniej wieloletni pracownik administracji rządowej, gdzie począwszy od 2008 r. najpierw w Ministerstwie Gospodarki, a następnie w Ministerstwie Energii zajmował się zagadnieniami związanymi z rozwojem odnawialnych źródeł energii, w tym mechanizmami wsparcia, a także energetyką rozproszoną, prosumencką. Od 2019 r. jako Dyrektor w Ministerstwie Energii, i Ministerstwie Klimatu i Środowiska nadzorował prace związane z planowaniem rozwoju odnawialnych źródeł energii oraz tworzeniem warunków prawnych dla ich dalszego funkcjonowania.



**PIOTR
CZOPEK**

Director at the Polish Wind Energy Association has been dealing with regulatory issues related to the promotion of wind energy development in Poland. Previously, a long-term employee of the government administration. Since 2008 he worked at the Ministry of Economy and then at the Ministry of Energy, where he dealt with issues related to the development of renewable energy sources, including support mechanisms, as well as distributed and prosumer energy. Since 2019, as a Director in the Ministry of Energy and the Ministry of Climate and Environment, he supervised works related to planning the development of renewable energy sources and creating legal conditions for their further operation.

Manager ds. morskiej energetyki wiatrowej, inwestycji i rozwoju w PSEW. Związana z branżą energetyczną od 12 lat. Autorka publikacji naukowych z zakresu energetyki, w tym przede wszystkim odnawialnych źródeł energii z naciskiem na morską energetykę wiatrową. Doktorantka na Wydziale Ekonomii, Finansów i Zarządzania Uniwersytetu Szczecińskiego (w dziedzinie ekonomii). Pracownik Katedry Logistyki Uniwersytetu Szczecińskiego oraz członek zespołu Centrum Zarządzania w Energetyce. Członek Rady Naukowej ds. Morskiej Energetyki Wiatrowej Akademii Morskiej w Szczecinie.



**OLIWIA
MRÓZ-MALIK**

Offshore wind energy and development manager at the PWEA. Associated with the energy industry for 12 years. Author of scientific publications on energy, including renewable energy sources with focus on offshore wind energy. PhD student at the Faculty of Economics, Finance and Management of the University of Szczecin (in the field of economics). An employee of the Department of Logistics at the University of Szczecin and a member of the Energy Management Centre team. Member of the Scientific Council for Offshore Wind Energy at the Maritime University of Szczecin.

Dyrektor RE-Source Poland Hub, a także założyciel i dyrektor zarządzający BalticWind.EU. Ekspert ds. regulacji UE z kilkunastoletnim doświadczeniem pracy w Brukseli. Specjalizuje się w polityce energetycznej, klimatycznej, środowiskowej, a także budżetowej. Założyciel firmy konsultingowej „Gate Brussels”. W latach 2015–2018 pracował jako dyrektor PKEE w Brukseli, reprezentując polski sektor elektroenergetyczny. Wcześniej, w latach 2010–2015, pracował w dwóch gabinetach Komisarzy ds. budżetu UE, a także w Dyrektoracie Komisji Europejskiej ds. budżetu. Uczestniczył w pracach i negocjacjach wielu unijnych regulacji tworzących ramy prawne dla transformacji energetycznej. Autor wielu analiz i raportów z tego zakresu.



**PAWEŁ
WRÓBEL**

Director of RE-Source Poland Hub, as well as founder and Managing Director of BalticWind.EU. An expert on EU regulations with over a decade of experience gained working in Brussels. He specializes in energy, climate, environmental and budgetary policies. Founder of the consulting company "Gate Brussels". In 2015-2018 he worked as Director of Polish Electricity Association in Brussels representing the Polish electricity sector. Prior to that, from 2010 to 2015, he worked in two cabinets of EU Budget Commissioners, as well as in DG Budget of the European Commission. He participated in the work and negotiations of many EU regulations creating the legal framework for the energy sector. Author of many analyses and reports in that field.

Menedżer ds. dewelopmentu i środowiska, doktor nauk rolniczych, leśnych i weterynaryjnych w dyscyplinie kształtowanie i ochrona środowiska. Magister prawa ochrony środowiska. Od początku kariery zawodowej związana z zagadnieniami dotyczącymi ocen oddziaływania na środowisko. Dotychczasowe doświadczenie zdobywała m.in. na Politechnice Bydgoskiej oraz w Generalnej Dyrekcji Ochrony Środowiska.



**dr inż.
KATARZYNA
MATUSZCZYK**

Development and Environment Manager, Doctor of Agricultural, Forestry and Veterinary Sciences in the discipline of Environmental Management and Protection. Master of Environmental Law. Since the beginning of her professional career she has been involved in environmental impact assessment. She gained her experience at the University of Science and Technology in Bydgoszcz and at the General Directorate for Environmental Protection.



TPA Poland / Baker Tilly TPA

TPA to wiodąca międzynarodowa grupa konsultingowa oferująca kompleksowe usługi doradztwa biznesowego w 12 państwach Europy Środkowej i Południowo-Wschodniej.

W Polsce TPA należy do największych firm doradczych. Zapewniamy międzynarodowym koncernom oraz dużym przedsiębiorstwom krajowym efektywne rozwiązania biznesowe z zakresu doradztwa podatkowego, outsourcingu księgowości i płac, doradztwa dla sektora nieruchomości i doradztwa personalnego, a także audytu i doradztwa biznesowego pod marką Baker Tilly TPA. Naturalnym uzupełnieniem naszych interdyscyplinarnych usług jest obsługa prawna, którą oferujemy pod marką Baker Tilly Legal Poland.

TPA Poland, Baker Tilly TPA oraz Baker Tilly Legal Poland są jedynymi reprezentantami Baker Tilly International w Polsce – jednej z największych globalnych sieci niezależnych firm doradczych.

Jako członek Baker Tilly International łączymy zalety zintegrowanej, interdyscyplinarnej obsługi z lokalną ekspertyzą i zasięgiem międzynarodowej grupy doradczej.

www.tpa-group.pl
www.bakertilly-tpa.pl



TPA Poland / Baker Tilly TPA

TPA is a leading international consulting group, offering comprehensive business advisory services in 12 countries of Central and Southeastern Europe.

In Poland, TPA is one of the largest consulting companies. We provide international corporations and large domestic companies with effective business solutions in terms of tax advisory, accounting and payroll outsourcing, real estate investment consultancy and personnel consulting, as well as audit and business advisory services under the Baker Tilly TPA brand. Legal services, provided under the Baker Tilly Legal Poland brand, have been a natural addition to our interdisciplinary services.

TPA Poland, Baker Tilly TPA, and Baker Tilly Legal Poland are the exclusive representatives of Baker Tilly International in Poland – one of the largest global networks of independent consulting companies.

As a member of Baker Tilly International, we combine the advantages of integrated, interdisciplinary services with local expertise and global reach of the advisory group.

Partner Zarządzający TPA Poland. Posiada rozległe doświadczenie w dziedzinie usług doradztwa podatkowego i biznesowego dedykowanych w szczególności firmom z sektorów nieruchomości oraz energetyki. Specjalizuje się między innymi w planowaniu podatkowym, wsparciu transakcyjnym, efektywnym opodatkowaniu firm oraz w systemach zarządzania funkcją podatkową. Jest uznanym ekspertem w zakresie energii odnawialnej oraz sektora nieruchomości komercyjnych. Wykładowca wielu specjalistycznych konferencji i webinarów. Od grudnia 2015 r. doktor nauk prawnych (specjalność: prawo podatkowe). Prezes zarządu polskiego oddziału International Fiscal Association od 2016 r., a od 2019 r. – członek Executive Committee IFA European Region.



**dr WOJCIECH
SZTUBA**

Managing Partner at TPA Poland. He has extensive experience in the field of tax and business advisory services dedicated in particular to companies from the real estate and energy sectors. His areas of expertise include tax planning, transactional support, effective corporate taxation, and tax compliance management systems. He is a renowned expert in the renewable energy and commercial real estate sectors. Wojciech has been a keynote speaker at numerous expert conferences and webinars. He is a Doctor of Laws (specialization: tax law) as of December 2015. Since 2016 he has been the President of the Board of the Polish branch of the International Fiscal Association, and since 2019 – Member of the Executive Committee IFA European Region.

Partner Zarządzający Baker Tilly TPA. Jest ekspertem w zakresie doradztwa transakcyjnego. Brał udział w licznych projektach dotyczących sprzedaży i nabycia przedsiębiorstw, przeglądach due diligence oraz w projektach restrukturyzacyjnych. W trakcie swojej wieloletniej praktyki był również zaangażowany w przygotowanie wielu wycen. Pracował m.in. dla przemysłu naftowego, energetycznego oraz przedsiębiorstw działających w branży telekomunikacyjnej, cukierniczej i budowlanej. Realizował również wielokrotnie projekty dla firm rodzinnych. Posiada uprawnienia biegłego rewidenta. Jest wykładowcą i szkoleniowcem z zakresu wycen, kontroli wewnętrznej i zarządzania ryzykiem, MSR/MSSF oraz autorem wielu profesjonalnych publikacji w mediach branżowych. Posługuje się biegle językiem niemieckim i angielskim oraz komunikuje się w języku francuskim.



**KRZYSZTOF
HORODKO**

Managing Partner at Baker Tilly TPA. He is a transaction advisory expert. He participated in numerous projects regarding the purchase and sale of businesses, due diligence, and restructuring projects. During many years of practice, he was also involved in the preparation of many valuations. He worked for, among others, the petroleum and energy industries, as well as for businesses that operate in the telecommunications, confectionary, and construction sectors. He also implemented numerous projects for family companies. He is a certified statutory auditor. He is a lecturer and instructor in regard to valuations, internal audits and risk management, and the IAS/IFRS, as well as the author of many professional publications in industry media. He is fluent in German and English and can also communicate in French.

Partner w dziale audytu i doradztwa biznesowego Baker Tilly TPA odpowiedzialny za obsługę spółek z branży energetycznej, nieruchomościowej oraz produkcyjnej w zakresie audytu, due diligence oraz doradztwa transakcyjnego. Realizował takie projekty jak: badania i przeglądy sprawozdań finansowych zgodnie z PSR, UK GAAP, MSSF/MSR oraz brał udział w typu projektach due diligence i doradztwie transakcyjnym. Jest absolwentem brytyjskich uczelni University of Derby oraz University of Birmingham. Od 2013 roku Maciej posiada tytuł brytyjskiego biegłego rewidenta (ACA). Biegle posługuje się językiem angielskim.



**MACIEJ
KROKOŚIŃSKI**

Partner at audit & business advisory department of Baker Tilly TPA responsible for audit, due diligence and transaction advisory services to energy, real estate and manufacturing companies. He was involved in projects such as audits and reviews of financial statements in accordance with PAS, UK GAAP, IFRS/IAS and participated in due diligence projects and transaction consultancy. He is a University of Derby and University of Birmingham graduate. Since 2013 he has been a member of the British Institute of Chartered Accountants (ACA). He is fluent in English.

Doradca podatkowy, Associate Partner w TPA Poland. Posiada rozległe doświadczenie w dziedzinie kompleksowego doradztwa podatkowego i biznesowego dedykowanych zwłaszcza firmom z branży budownictwa oraz energetyki. Specjalizuje się między innymi w planowaniu podatkowym oraz wsparciu transakcyjnym. Jego doświadczenie zawodowe obejmuje reprezentowanie klientów przed organami podatkowymi oraz przed WSA i NSA, a także doradztwo przy przekształceniach i reorganizacji polskich firm rodzinnych jak i międzynarodowych przedsiębiorstw. Jako wykładowca prowadził szereg szkoleń o charakterze otwartym jak i eksperckich szkoleń indywidualnych. Mikołaj jest także autorem licznych publikacji prasowych i specjalistycznych.



**MIKOŁAJ
RATAJCZAK**

Tax advisor and Associate Partner in Poznań's tax advisory team. He has extensive experience in the field of comprehensive tax and business advisory services dedicated in particular to companies from the construction and energy sectors. He specialises, among other things, in tax planning and transactional support. His professional experience includes representing clients before tax authorities and the Provincial Administrative Court (WSA) and the Supreme Administrative Court (NSA), as well as advising on the transformation and reorganisation of Polish family businesses and international enterprises. As a lecturer he has conducted a number of open and expert individual trainings. Mikołaj is also the author of numerous press and specialist publications.

Dyrektor w zespole corporate finance Baker Tilly TPA. Jest ekspertem w zakresie wycen, analiz finansowych i inwestycyjnych oraz modelowania finansowego. Posiada tytuł CFA oraz FMVA, licencję doradcy inwestycyjnego i maklera papierów wartościowych, a także jest członkiem ACCA. Swoje kilkunastoletnie doświadczenie zdobywał jako analityk oraz zarządzający funduszami inwestycyjnymi, a następnie świadcząc usługi doradcze w ramach realizacji kilkuset projektów w zakresie wycen, due diligence, sporządzania modeli finansowych i biznesplanów. Jest wykładowcą oraz autorem wielu profesjonalnych publikacji w obszarze finansów przedsiębiorstw, inwestycji, analizy finansowej i rynku kapitałowego.



**TOMASZ
MANOWIEC**
CFA, FCCA,
FMVA

Manager responsible for corporate finance services at Baker Tilly TPA. He is an expert in the field of valuations, financial and investment analysis as well as financial modeling. He holds a CFA and FMVA title, a license of an investment advisor and stockbroker, and is also a member of ACCA. He gained over a dozen years of experience as an analyst and manager of investment funds, and then providing advisory services completing several hundred projects in the field of valuation, due diligence, preparation of financial models and business plans. He is a lecturer and author of many professional publications in the field of corporate finance, investments, financial analysis and capital market.

Starszy analityk w zespole Corporate Finance Baker Tilly TPA. Jest absolwentem finansów i rachunkowości biznesu na Uniwersytecie Ekonomicznym w Poznaniu. Na co dzień zajmuje się wycenami przedsiębiorstw oraz analizami finansowymi w wielu branżach, wśród których wymienić można energetykę odnawialną, przemysł budowlany, kosmetyczny, wysokie technologie oraz asset management. Uczestniczy w programach certyfikujących CFA oraz ACCA. Swoje doświadczenie zdobywał w zespołach audytu oraz Debt Advisory w PwC oraz cen transferowych w EY. Biegłe posługuje się językiem angielskim i niemieckim.



**MACIEJ
GOLON**

Senior Analyst in Corporate Finance at Baker Tilly TPA graduated in Finance at the Poznan University of Economics and Business. He specializes in equity valuations and financial analyses in various sectors, including renewable energy, construction industry, cosmetics, high technology and asset management. He participates in the CFA and ACCA certification programs. Maciej gained his experience in the audit and Debt Advisory teams at PwC and the transfer pricing team at EY. He is fluent in English and German.

Konsultant w dziale doradztwa podatkowego TPA Poland. Specjalizuje się w bieżącym doradztwie podatkowym, w szczególności w zakresie VAT oraz świadczeniu usług VAT compliance dla podmiotów zagranicznych. Ania uczestniczyła w licznych projektach w zakresie doradztwa transakcyjnego oraz podatków dochodowych, w tym kompleksowego wsparcia w obszarze cen transferowych – polegającego zarówno na analizie rynkowości transakcji, alokacji zysku do zagranicznego oddziału przedsiębiorstwa, jak i na realizacji obowiązków dokumentacyjnych. Ania jest absolwentką specjalności finanse, audyt i podatki na Uniwersytecie Ekonomicznym w Poznaniu.



**ANNA
PIEGZA**

Consultant in the tax advisory department. She specializes in ongoing tax advisory, especially in the area of VAT and rendering VAT compliance services for international entities. Ania has participated in numerous projects in scope of the transactional support and income taxes, including comprehensive tax advisory in transfer pricing projects – consisting of analysing the arm's length of transactions, profit allocation to permanent establishment projects and preparing transfer pricing documentation. Ania graduated in Finance, Audit and Taxes at the Poznan University of Economics and Business.

Pobierz
Download (PDF)



www.dwfgroup.com



www.psew.pl



www.tpa-group.pl



www.bakertilly-tpa.pl