



Raport / Report

2023

Energetyka wiatrowa w Polsce

Wind energy in Poland

© 2023 TPA Poland / Baker Tilly TPA

Publikacja zawiera jedynie informacje natury ogólnej zgodne z obecnym stanem prawnym (maj 2023 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 2023). 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,

przed Państwem jubileuszowa, dziesiąta edycja raportu „Energetyka wiatrowa w Polsce”, opracowana przez ekspertów Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej, firmy doradczej TPA Poland / Baker Tilly TPA oraz kancelarii prawnej DWF.

W związku z dynamicznym rozwojem energetyki wiatrowej – zarówno lądowej, jak i morskiej – zdecydowaliśmy się w tym wydaniu zintegrować obydwie podsektory. Raport omawia zatem, na porównywalnym poziomie szczegółowości, każdy z rynków, w tym ich aktualne uwarunkowania prawne i biznesowe oraz perspektywy rozwoju. Z kolei tegoroczny dodatek specjalny poświęcony został kontraktom prywatnym cPPA, a to ze względu na ich rosnącą rolę w branży. Kontrakty te zapewniają bowiem korzystne ceny, zarówno dla wytwórców, jak i odbiorców energii elektrycznej i pozwalają tym samym na finansowanie projektów i dalszy rozwój OZE.

Energia z wiatru jest, i w naszych warunkach na długo pozostanie, jednym z kluczowych filarów transformacji energetycznej i dekarbonizacji. Co więcej, jej rosnący udział w miksie wytwórczym istotnie podnosi bezpieczeństwo energetyczne, które w wyniku napaści Rosji na Ukrainę już na zawsze przestało być w tej części świata pojęciem abstrakcyjnym. System elektroenergetyczny oparty na rozproszonych, nieemisyjnych i niezależnych od zagranicznych paliw źródłach jest nieporównanie bardziej odporny na wiele zagrożeń, zwłaszcza geopolitycznych. Energetyka wiatrowa na lądzie i na morzu to także niezwykle nowoczesny, wydajny i długoterminowy silnik napędowy całej gospodarki. Efekty mnożnikowe w postaci lokalnych łańcuchów dostaw, dołączanie polskich przedsiębiorców do dostaw globalnych dla sektora, a także możliwości rozwoju zawodowego tysięcy pracowników w obszarze najnowocześniejszych technologii tworzą wartość nie do przecenienia z punktu widzenia gospodarki i społeczeństwa. Dobroczynne skutki rozwoju sektora odczuwać będą przyszłe pokolenia – także na długo po tym, jak główne instalacje wytwórcze zostaną zbudowane.

Rok 2023 niesie ze sobą wiele zmian, w tym pozytywnych, które odzwierciedlają zmianę politycznych nastrojów wokół energetyki wiatrowej. Transformacja energetyczna i dekarbonizacja przestały być odległą wizją progresywnych społeczeństw Zachodu. Wielopunktowy wpływ tych procesów na polską gospodarkę został dostrzeżony, choć z opóźnieniem, i przekłada się na stopniowe uwalnianie potencjału inwestycyjnego. W sektorze morskim możemy już mówić o znacznym, spójnym i skutecznym wsparciu regulacyjnym dla jego sprawnego rozwoju. W sektorze lądowym doszło natomiast do przełomowego zastąpienia zasady 10H, obowiązującej od 2016 r., normą odległościową 700 metrów. Po 7 latach blokady lądowa branża wiatrowa otrzymała możliwość dokończenia tych projektów, które są objęte MPZP i spełniają zliberalizowane kryteria odległościowe. Z kolei projekty zupełnie nowe mogą być teraz znowu sukcesywnie rozwijane.

Dear Readers,

You are looking at the tenth anniversary edition of the “Wind Energy in Poland” report, prepared by experts from the Polish Wind Energy Association, the consulting firm TPA Poland / Baker Tilly TPA and the law firm DWF.

In view of the rapid development of wind energy – both onshore and offshore – in this edition we decided to integrate the two subsectors. The report therefore discusses, at a comparable level of detail, each of the markets, including their current legal and business conditions and development prospects. This year’s special focus, on the other hand, was dedicated to cPPA private contracts, due to their growing role in the industry. This is because these model of contracts provides favorable prices, both for producers and consumers of electricity, thus allowing for the financing of projects and further development of RES.

Wind energy is, and in our conditions will long remain, one of the key pillars of the energy transition and decarbonization. Moreover, its growing share in the generation mix significantly increases energy security, which, as a result of Russia’s assault on Ukraine, has once and for all ceased to be an abstract concept in this part of the world. A power system based on distributed, zero-emission and foreign-fuel-independent sources is incomparably more resilient to a range of threats, especially geopolitical ones. Onshore and offshore wind power is also an extremely modern, efficient and long-term engine for the entire economy. Multiplier effects in the form of local supply chains, Polish entrepreneurs joining global supply chains for the sector, as well as professional development opportunities for thousands of employees in the area of cutting-edge technology create value that cannot be overestimated from the point of view of the economy and society. The beneficial effects of the sector’s development will also benefit future generations long after the major generating facilities have been built.

2023 has brought many changes, including positive ones, which in a way reflect the change in political sentiment regarding wind power. Energy transition and decarbonization are no longer the distant vision of progressive Western societies. The multifaceted impact of these processes on the Polish economy has been recognized, albeit belatedly, and is now translating into a gradual release of investment potential. In the maritime sector, we can already speak of significant, consistent and effective regulatory support for its seamless development. The onshore sector, meanwhile, saw the groundbreaking replacement of the 10h rule, in effect since 2016, with a distance standard of 700 meters. After 7 years of deadlock, the onshore wind industry has been given the opportunity to complete those projects that are covered by Zoning Plans and meet liberalized distance criteria, while projects that are completely new can now be successively developed again.

Energetyka wiatrowa na lądzie, mimo swojej ogromnej przewagi ekonomicznej w obliczu kryzysu paliwowego i energetycznego, nie uniknęła doraźnych regulacji. Ustawa z 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 r. wprowadziła rozwiązania pozbawiające niektórych producentów energii zysków, jakie mogli osiągnąć w wyniku wysokich cen energii notowanych od 2022 r. w Polsce i w Europie. Spod regulacji wyłączono jednak w pewnym zakresie producentów OZE sprzedających energię objętą kontraktami aukcyjnymi. Przy sztywnej i z zasady konkurencyjnej cenie wylicytowanej na aukcji dla 15-letniego okresu dostaw nie mają oni bowiem udziału w korzyściach ze wzrostu cen na wolnym rynku. Niestety, ustawodawca nie dostrzegł, że w podobnej sytuacji znajdują się producenci, którzy zbudowali swoje instalacje w oparciu o kontrakt prywatny cPPA. Mimo także niskich i sztywnych cen sprzedaży energii, lub ekwiwalentnych przychodów z rozliczenia kontraktów wirtualnych, producenci energii z wiatru na lądzie, sprzedający ją w ramach cPPA, są do końca 2023 r. objęci restrykcjami wzmiankowanej ustawy.

Dodatek specjalny tegorocznego raportu poświęciliśmy właśnie kontraktom typu cPPA. Mimo że nie mają one w Polsce długiej historii, rozwijają się bardzo dynamicznie w wielu wariantach i modalnościach. Przy dużym i trwałym popycie na nieemisyjną energię ze strony przemysłu kontrakty cPPA mają zapewniony udział w finansowaniu kolejnych gigawatów mocy, jakie w szybkim tempie będą stawiane, zwłaszcza w sektorach takich jak wiatr na lądzie czy PV. Stanowią one doskonałą alternatywę dla wygasającego wsparcia aukcyjnego i przy stabilizacji oraz nieznacznej poprawie norm prawnych regulujących ich funkcjonowanie mogą efektywnie pomóc w szybszym osiągnięciu polskich celów transformacyjnych.

W naszym raporcie omawiamy istotne aspekty funkcjonowania rynku polskiej energetyki wiatrowej na lądzie i na morzu. Znajdą tu Państwo aktualne informacje o stanie zaawansowania obydwu podsektorów i przewidywania co do ich dalszego rozwoju. W publikacji wskazane zostały także szczegóły dotyczące procesu inwestycyjnego oraz kluczowych prawnych, podatkowych i biznesowych kwestii, w tym barier inwestycyjnych.

Zapraszamy do wnikliwej lektury!

Onshore wind energy, despite its huge economic advantage in the face of the fuel and energy crisis, has not evaded ad hoc regulation. The Act of October 27, 2022 on emergency measures to limit electricity prices and support certain consumers in 2023 introduced solutions to deprive some energy producers of the profits they may have made as a result of the high energy prices recorded since 2022 in Poland and Europe. However, RES producers selling energy covered by auction contracts were to some extent excluded from this regulation. With a fixed and, in principle, competitive auctioned price for a 15-year supply period, they would not participate in the benefits of price increases on the free market. Unfortunately, the lawmakers failed to recognize that a similar situation is faced by producers who have built their plants based on private cPPA contracts. Despite just as low and also fixed energy sale prices, or equivalent revenues from the settlement of virtual contracts, onshore wind energy producers selling under the cPPA are subject to the restrictions of the mentioned law until the end of 2023.

We have dedicated the special focus of this year's report to cPPAs in particular. Although they do not have a long history in Poland, they are developing rapidly in many variants and models. With strong and sustained demand for non-carbon energy on the part of industry, cPPAs are assured of funding the next gigawatts of capacity that will be developed at a rapid pace, especially in sectors such as onshore wind and PV. They are an excellent alternative to the expiring auction support and, with stabilization and a slight improvement in the legal standards governing their operation, can effectively help achieve Poland's transformation goals more quickly.

Our report discusses important aspects of the Polish onshore and offshore wind energy market. Inside you will find up-to-date information on the status of the two subsectors and predictions for their future development. The publication also points out to details of the investment process and key legal, tax and business issues, including investment barriers.

Enjoy an insightful 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

I. Energetyka wiatrowa w Polsce, Europie i na świecie... 7

1. Wstęp.....	8
2. Rozwój lądowej i morskiej energetyki wiatrowej.....	9
2.1. Polska.....	9
2.2. Europa.....	12
2.3. Świat.....	14
3. Krajowy Plan Odbudowy	17

II. Lądowa energetyka wiatrowa

1. Uwarunkowania prawne 21

1. Uwarunkowania prawne.....	22
1.1. Ustawa OZE.....	22
1.2. Ogólne zasady wsparcia w systemie aukcyjnym....	23
1.3. System świadectw pochodzenia.....	25
1.4. System aukcyjny	26
1.5. Regulacja cen maksymalnych.....	30
1.6. Inwestowanie poza systemem wsparcia.....	34
1.7. Etap projektowy realizacji elektrowni wiatrowych...	34
2. Tytuł prawny do nieruchomości pod lokalizację farmy wiatrowej	35
2.1. Uwagi ogólne.....	35
2.2. Umowa najmu i dzierżawy.....	36
2.3. Służebność przesyłu.....	39
2.4. Nieruchomości o szczególnym statusie.....	40
3. Planowanie i zagospodarowanie przestrzenne.....	42
3.1. Miejscowy Plan Zagospodarowania Przestrzennego/Plan Ogólny	42
3.2. Warunki zabudowy	49
3.3. Lokalizacja inwestycji celu publicznego	50
4. Oddziaływanie na środowisko	51
4.1. Ocena oddziaływania na środowisko	51
4.2. Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach.....	52
4.3. Minimalna odległość od terenów chronionych.....	53
5. Prawo budowlane	54
5.1. Pozwolenie na budowę	54
5.2. Zgłoszenie robót budowlanych	59
5.3. Przystąpienie do użytkowania	60
5.4. Bezpieczeństwo eksploatacji elementów technicznych elektrowni wiatrowej	62
6. Przyłączenie do sieci	64
6.1. Warunki przyłączenia	64
6.2. Umowa o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.....	66
6.3. Bilansowanie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.....	67
6.4. EON, ION i FON.....	68

Table of contents

I. Wind energy in Poland, Europe and worldwide 7

1. Introduction.....	8
2. Development of onshore and offshore wind energy.....	9
2.1. Poland.....	9
2.2. Europe.....	12
2.3. Worldwide.....	14
3. National Recovery Plan	17

II. Onshore wind energy

1. Legal framework 21

1. Legal framework.....	22
1.1. RES Act.....	22
1.2. General principles of support under the auction system.....	23
1.3. System of certificates of origin.....	25
1.4. Auction system.....	26
1.5. Maximum price regulation	30
1.6. Investing outside the support scheme.....	34
1.7. Design phase of wind turbine development.....	34
2. Legal title to the property for wind farm location.....	35
2.1. General notes	35
2.2. Lease and tenancy agreements	36
2.3. Transmission easement.....	39
2.4. Real estate with special status	40
3. Spatial planning and zoning.....	42
3.1. Local Spatial Development Plan/General Plan	42
3.2. Zoning Decision	49
3.3. Location of a public purpose investment	50
4. Environmental Impact.....	51
4.1. Environmental Impact Assessment.....	51
4.2. Decision on environmental conditions.....	52
4.3. Minimum distance from residential buildings and other protected areas.....	53
5. Building Law.....	54
5.1. Building Permit.....	54
5.2. Notification of construction works	59
5.3. Operation of a wind farm	60
5.4. Safety of operation of technical components of a wind farm	62
6. Connection to the grid	64
6.1. Connection conditions.....	64
6.2. Grid connection agreement.....	66
6.3. Balancing the national power system	67
6.4. EON, ION and FON.....	68

7. Koncesja na wytwarzanie energii OZE	70
7.1. Koncesja	70
7.2. Promesa koncesji	71

2. Uwarunkowania i perspektywy biznesowe 73

1. Lokalizacja inwestycji – normy odległościowe	74
2. Elementy procesu inwestycyjnego	80
Stan obecny	80
2.1. Etapy przygotowania i realizacji inwestycji	81
2.2. Przygotowanie farmy wiatrowej do sprzedaży – ocena ryzyk w procesie kupna	83
2.2.1. Perspektywa zbywcy – vendor due diligence.	84
2.2.2. Perspektywa nabywcy – buy-side due diligence	85
3. Finansowanie projektów	87
3.1. Rodzaje źródeł finansowania projektów	87
3.2. Charakterystyka pasywów	89
3.3. Tarcza podatkowa w zakresie kosztów finansowych a koszty uzyskania przychodów.....	91
4. Projektowanie strumienia przychodów.....	93
4.1. System Zielonych Certyfikatów	95
4.2. System aukcyjny	101
4.3. Kontrakty PPA, cPPA.....	108
4.4. Rynek spot oraz rynek terminowy.....	109
4.5. Limity cen dla producentów energii elektrycznej... ..	115
5. Rentowność projektów wiatrowych.....	116
5.1. Charakterystyka inwestycji w energetykę wiatrową – opis rynku.....	116
5.2. Nakłady inwestycyjne	119
5.3. Struktura finansowania	121
5.4. Przychody.....	123
5.5. Koszty operacyjne	125
5.6. Marżowość	127
5.7. Analiza opłacalności inwestycji	128
5.7.1. Perspektywa dewelopera	131
5.8. Transakcje M&A na rynku onshore w Polsce	133
6. Wybrane kwestie podatkowe	136
6.1. Podatek od nieruchomości	136
6.2. Amortyzacja elektrowni wiatrowych	138
6.3. Odwrotne obciążenie VAT przy dostawie energii..	140
6.4. VAT przy dostawie z montażem od zagranicznego przedsiębiorcy	140
6.5. Zarządzanie ryzykiem podatkowym	140
7. Aktualne bariery inwestycyjne.....	141
8. Rozwój krajowego łańcucha dostaw.....	146

7. Concession for the generation of energy in the RES installation	70
7.1. Concession	70
7.2. Promise of the concession	71

2. Business conditions and prospects..... 73

1. Project location – distance standards	74
2. Elements of the investment process.....	80
Present state.....	80
2.1. Stages of investment preparation and execution ...	81
2.2. Preparing the wind farm for sale – risk assessment in the purchase process.....	83
2.2.1. Seller’s perspective – vendor due diligence....	84
2.2.2. Buyer’s perspective – buy-side due diligence	85
3. Project financing	87
3.1. Project financing sources.....	87
3.2. Characteristics of liabilities	89
3.3. Tax shield on finance costs vs. deductible expenses.....	91
4. Projecting the revenue stream.....	93
4.1. Green Certificates	95
4.2. Auction system	101
4.3. PPA, cPPA contracts.....	108
4.4. Spot market and futures market.....	109
4.5. Price caps for electricity producers.....	115
5. Profitability of wind projects.....	116
5.1. Characteristics of investments in wind energy – about the market.....	116
5.2. Investment outlays.....	119
5.3. Financing structure	121
5.4. Revenue	123
5.5. Operating expenditures	125
5.6. Profit margins	127
5.7. Analysis of investment profitability	128
5.7.1. The developer perspective	131
5.8. M&A transactions in the onshore market in Poland.....	133
6. Selected tax issues.....	136
6.1. Property tax.....	136
6.2. Depreciation of wind farms	138
6.3. VAT reverse charge on the supply of energy.....	140
6.4. VAT in case of delivery with assembly from foreign suppliers	140
6.5. Tax risk management	140
7. Current investment barriers.....	141
8. Domestic supply chain development	146

III. Morska energetyka wiatrowa	
1. Uwarunkowania prawne	147
1. Ogólne ramy inwestycyjne	148
1.1. Uwagi ogólne	148
1.2. Plan zagospodarowania przestrzennego polskich obszarów morskich.....	151
1.3. Zasady wsparcia projektów w I i II fazie rozwoju	153
1.4. Obecny status postępowań o wydanie PSZW dla drugiej fazy rozwoju MFW.....	157
2. Przygotowanie inwestycji.....	158
2.1. Pozwolenie lokalizacyjne (PSZW).....	158
2.2. Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach inwestycji.....	161
2.3. Wymagane ekspertyzy techniczne.....	163
2.4. Pozwolenie na budowę	165
2.5. Infrastruktura przesyłowa.....	169
3. Aukcje dla MFW	171
3.1. Terminy i moce	171
3.2. Zawartość wniosku i dopuszczenie do aukcji	172
3.3. Przebieg i rozstrzygnięcie aukcji	172
4. Budowa i eksploatacja MFW.....	174
4.1. Koncesja na wytwarzanie energii	174
4.2. Sprzedaż energii	174
2. Uwarunkowania i perspektywy biznesowe	177
1. Finansowe aspekty inwestycji w morską energetykę wiatrową w Europie	178
1.1. Nakłady inwestycyjne	178
1.2. Czynniki wpływające na przychody	182
1.3. Koszty operacyjne	185
1.4. Analiza rentowności inwestycji w MFW	186
1.5. Finansowanie projektów typu offshore.....	189
2. Wybrane kwestie podatkowe w sektorze offshore.....	190
2.1. Podatek od nieruchomości	190
2.2. Opłata koncesyjna	191
2.3. Zakres zastosowania ustawy o VAT przy inwestycjach w morskie farmy wiatrowe	192
3. Zaawansowanie projektów w I i II fazie rozwoju MEW	194
4. Aktualne bariery inwestycyjne	195
5. Przyszłość sektora offshore w Polsce.....	200
IV. Dodatek specjalny: Umowy cPPA – status quo i perspektywy rozwoju.....	207
1. Modele korporacyjnych umów sprzedaży energii	208
1.1. Umowa zakładająca fizyczną sprzedaż energii elektrycznej.....	208
1.2. Umowa finansowa – zakładająca wirtualną sprzedaż energii elektrycznej.....	208

III. Offshore wind energy	
1. Legal framework	147
1. General investment framework.....	148
1.1. General notes	148
1.2. Spatial Development Plan for Polish Maritime Areas (PZPPOM).....	151
1.3. Support principles for projects in phase I and II of development	153
1.4. Current status of Permit proceedings for the second phase of OWF development	157
2. Project preparatory stage	158
2.1. Location Permit	158
2.2. Decision on environmental conditions of the project	161
2.3. Technical expert reports required	163
2.4. Building permit	165
2.5. Transmission infrastructure	169
3. Auctions for the OWF	171
3.1. Deadlines and capacities	171
3.2. Content of the application and admission to the auction	172
3.3. Auction procedure and result.....	172
4. Construction and operation of an OWF	174
4.1. Concession for the generation of energy	174
4.2. Sales of energy	174
2. Business conditions and prospects.....	177
1. Financial aspects of investing in offshore wind energy in Europe	178
1.1. Investment outlays	178
1.2. Factors affecting revenue	182
1.3. Operating costs	185
1.4. Analysis of profitability of investments in OWF	186
1.5. Financing offshore projects.....	189
2. Selected tax issues in the offshore sector	190
2.1. Property tax	190
2.2. Concession fee	191
2.3. Application of the VAT Act to investments in offshore wind farms	192
3. State of progress of projects in Phase I and Phase II of OWE development	194
4. Current investment barriers.....	195
5. The future of the offshore sector in Poland	200
IV. Special supplement: cPPAs – status quo and prospects for development	207
1. Models of corporate energy sales contracts	208
1.1. Physical Power Purchase Agreement	208
1.2. Virtual Power Purchase Agreement.....	208

1.3. Umowa na sprzedaż energii elektrycznej z linią bezpośrednią	209
1.4. Modele zw. z wolumenem energii elektrycznej.....	211
2. Problemowe klauzule umowne	212
2.1. Zagadnienia wstępne	212
2.2. Dostępne wzorce	213
2.3. Istotne klauzule umowne	213
3. Rola długoterminowych umów sprzedaży energii dla finansowania projektów	215
4. Obowiązki regulacyjne.....	217
4.1. Obowiązek umorzenia świadectwa pochodzenia.	217
4.2. Obowiązki w zakresie oszczędności energii.....	218
4.3. Raportowanie	218
5. Wybrane kwestie	220
5.1. cPPA – opodatkowanie na gruncie VAT	221
5.2. Podatek akcyzowy w kontraktach cPPA.....	222
6. Wpływ ustawy o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej na korporacyjne umowy sprzedaży energii.....	222
7. Co dalej z rynkiem cPPA w Polsce	225
7.1. Planowane regulacje europejskie – Electricity Market Design.....	227

V. Wydarzenia sektora energetyki wiatrowej w Polsce 229

O autorach 234

Indeks 242

Spis tabel	242
Spis rysunków	243
Spis wykresów	244

1.3. Near site direct wire power purchase agreement	209
1.4. Models involving electricity volume.....	211
2. Problematic contractual clauses.....	212
2.1. Preliminary issues	212
2.2. Available templates	213
2.3. Important contractual clauses	213
3. The role of long-term power purchase agreements for project financing	215
4. Regulatory obligations.....	217
4.1. Obligation to redeem the certificate of origin.....	217
4.2. Energy saving obligations	218
4.3. Reporting	218
5. Selected tax issues.....	220
5.1. cPPA – VAT taxation.....	221
5.2. Excise tax in cPPAs.....	222
6. Impact of the Law on Emergency Measures to Limit Electricity Prices on cPPAs.....	222
7. What lies ahead for the cPPA market in Poland	225
7.1. Planned European regulations – Electricity Market Design.....	227

V. Wind energy sector events in Poland 229

About the authors 234

Index 242

List of tables.....	242
List of figures	243
List of charts	244



Energetyka wiatrowa w Polsce, Europie i na świecie

**Wind energy in Poland,
Europe and worldwide**

Wstęp

Rok 2022 wyraźnie pokazał, że potrzebujemy znacznie więcej zielonej energii, niż dotychczas sądzono. Działania wojenne prowadzone przez Rosję miały skutki, które wykroczyły daleko poza samą Ukrainę. Ceny energii w całej Europie poszybowały w górę. Odnawialne źródła energii, w tym przede wszystkim energia z wiatru, odegrały ważną i pozytywną rolę w ograniczaniu wzrostu cen energii, który bez nich byłby jeszcze wyższy. Dlatego ważniejsze niż kiedykolwiek staje się zapewnienie możliwości rozwoju lądowej energetyki wiatrowej w Polsce, która jest i będzie najtańszym źródłem energii elektrycznej zarówno dziś, jak i w przewidywalnej przyszłości.

Unia Europejska jest zobowiązana do osiągnięcia celu redukcji emisji gazów cieplarnianych o 55% do 2030 r. (w porównaniu z poziomem z 1990 r.). Jednocześnie w czasie trójstronnych negocjacji unijnych osiągnięto porozumienie co do znaczącego zwiększenia udziału energii odnawialnej w miksie energetycznym krajów członkowskich Unii Europejskiej. Rada Unii Europejskiej, Parlament Europejski oraz Komisja Europejska ustaliły, że do końca dekady udział energii odnawianej w unijnym miksie energetycznym wyniesie 42,5%. Stanowi to kompromis pomiędzy celem 45%, o który zabiegały Komisja Europejska i Parlament, a 40%, które sugerowała część członków Rady Unii Europejskiej, w tym Polska. W odniesieniu do osiągnięcia powyższego celu Komisja Europejska oszacowała, że do 2030 r. Unia Europejska musi mieć 453 GW mocy zainstalowanej w energetyce wiatrowej (374 GW na lądzie i 79 GW na morzu).

Rosyjska inwazja na Ukrainę zmieniła realia polityki energetycznej. Wojna uświadomiła znaczenie niezależności energetycznej oraz wartości, jaką technologie odnawialne wnoszą do miksu wytwórczego, oprócz podstawowej korzyści w postaci redukcji emisji gazów cieplarnianych. W odpowiedzi Komisja Europejska przedstawiła plan działania „REPowerEU”, który ma na celu zmniejszenie zależności UE od importu paliw kopalnych z Rosji i zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych poprzez przyspieszenie budowy odnawialnych źródeł energii i infrastruktury związanej z odnawialnym wodorem. W ramach planu wiążący dla UE cel dotyczący odnawialnych źródeł energii zostałby zwiększony do 42,5% całkowitego zapotrzebowania na energię z 40% w propozycji Fit-for-55. Według ocen Komisji oznacza to podniesienie celu mocy zainstalowanej w źródłach wiatrowych do 510 GW w 2030 r., czyli o dodatkowe 57 GW.

Wojna w Ukrainie niewątpliwie przyspieszyła transformację energetyczną w Europie, mobilizując kolejne kraje do szybszego przejścia z węglowodorów na energetykę odnawialną. Także w Polsce filarem bezpieczeństwa energetycznego musi być szybkie zmniejszenie naszej zależności od paliw kopalnych, szczególnie importowanych. Niewielki wzrost mocy zainstalowanej w energetyce wiatrowej (w 2022 r. przekroczyła ona 8,3 GW) to efekt działania ustawy 10H oraz skorzystania z intratnych decyzji administracyjnych uzyskanych jeszcze przed wejściem w życie

Introduction

The year 2022 vividly demonstrated that we need much more green energy than previously thought. Russia's military actions have had an impact far beyond Ukraine. Energy prices across Europe skyrocketed. Renewable energy sources, most notably wind power, have played an important and positive part in limiting energy price increases that would have been even higher without them. That is why it is becoming more important than ever to ensure that onshore wind power, which today and in the foreseeable future is and will be the cheapest source of electricity, can develop in Poland.

The European Union is committed to a 55% greenhouse gas emissions reduction target by 2030 (compared to 1990 levels). At the same time, the trilateral negotiations within the EU reached an agreement to significantly increase the share of renewable energy in the energy mix of EU member states. The Council of the European Union, the European Parliament and the European Commission have agreed that by the end of the decade the share of renewable energy in the EU's energy mix will be 42.5%. This represents a compromise between the 45% target advocated by the European Commission and Parliament and the 40% suggested by some members of the Council of the European Union, including Poland. In order to achieve the above target of the share of renewable energy by 2030, the European Commission has estimated that the EU must have 453 GW of installed wind power capacity by then (374 GW onshore and 79 GW offshore).

The Russian invasion of Ukraine has changed the realities of energy policy. The war highlighted the critical importance of energy independence and the value that renewable technologies bring to the generation mix in addition to the primary benefit of reducing greenhouse gas emissions. In response, the European Commission unveiled the “REPowerEU” action plan, which aims to reduce the EU's dependence on fossil fuel imports from Russia and cut greenhouse gas emissions by accelerating the construction of renewable energy sources and renewable hydrogen infrastructure. As part of the plan, the EU's binding renewable energy target would be increased to 42.5% of total energy demand from the 40% in the Fit-for-55 proposal. According to the Commission, this means raising the target for installed wind capacity to 510 GW in 2030, which is an additional 57 GW.

The war in Ukraine has undoubtedly accelerated the energy transition in Europe, mobilizing more countries to move from hydrocarbons to renewable energy more quickly. In Poland as well, a rapid reduction of the dependence on fossil fuels, especially imported ones, must become the pillar of energy security. The limited increase in installed wind power capacity (in 2022 it exceeded 8.3 GW) is the result of the 10H Law and using favorable administrative decisions obtained before the 10H Law was introduced, i.e. before July 16, 2016. The year 2022 and the beginning of the current year was

ustawy 10H, czyli przed 16 lipca 2016 r. Rok 2022 i początek bieżącego upłynął pod znakiem starań o zniesienie zasady 10H i liberalizację wymogów ustawy z 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, która ostatecznie dokonała się dopiero po 7 latach od nieuzasadnionego zatrzymania rozwoju branży.

Lądowa energetyka wiatrowa jest najtańszym źródłem energii. Każdy dodatkowy gigawat mocy zainstalowanej w farmach wiatrowych oznacza rzeczywiste oszczędności rzędu 30 PLN w odniesieniu do średniego kosztu wytworzenia 1 MWh w kraju. Według danych Agencji Rynku Energii moc zainstalowana farm wiatrowych wyniosła w ubiegłym roku blisko 8,3 GW. Ponad 21% całkowitej produkcji energii elektrycznej w roku 2022 zapewniły odnawialne źródła energii. Najlepszy wynik uzyskała energetyka wiatrowa z udziałem 10,8% w miksie energetycznym. Zgodnie z danymi Polskich Sieci Elektroenergetycznych za 2022 r. produkcja energii elektrycznej z samej energetyki wiatrowej wyniosła niemal 19 TWh, co oznacza 15% wzrostu generacji w stosunku do 2021 r. Warto wspomnieć o osiągniętym 4 stycznia 2023 r. między godz. 18 a 19 rekordzie generacji elektrowni wiatrowych, które pracowały z mocą 7576 MW, bijąc poprzedni rekord z kwietnia 2022 r. na poziomie około 7200 MW.

Rok 2022 to również działania nakierowane na wsparcie dla rozwoju morskiej energetyki wiatrowej.

Najnowsze rządowe plany przewidują aukcje na maksymalną łączną moc zainstalowaną morskich farm wiatrowych na poziomie 12 GW (wcześniej zakładały tylko 5 GW), które zawarto w projekcie nowelizacji ustawy o odnawialnych źródłach energii (projekt UC99). Powyższe założenia odpowiadają postulatam branży morskiej energetyki wiatrowej, co dowodzi, że polski rząd uwierzył w potencjał i wartość wiatru z morza. Energia elektryczna z pierwszej polskiej farmy wiatrowej na Bałtyku ma popłynąć w 2026 r.

2

Rozwój lądowej i morskiej energetyki wiatrowej

2.1. Polska

Na początku bieżącego roku uwaga branży wiatrowej skupiona została na liberalizacji ustawy odległościowej. Po ponad 7 latach sektor onshore doświadczył zmian, jednak nie w takim kształcie, jaki był oczekiwany (więcej na ten temat w rozdziale II.1). Zaproponowane w nowelizacji ustawy odległościowej zmiany pozwolą na wzrost mocy zainstalowanej w lądowej energetyce wiatrowej zaledwie o 4 GW. W 2022 r. powstało 80 nowych instalacji o łącznej mocy 935,84 MW. W porównaniu z grudniem 2021 r. wielkość ta wzrosła o 16%, lecz cały czas jest to korzystanie z wyczerpanego już prawie zasobu projektów, dla których pozwolenia na budowę wydano w 2015 r., jeszcze przed wejściem w życie zasady 10H.

marked by efforts to abolish the 10H rule and liberalize the requirements of the Wind Farm Investment Act of May 20, 2016, which finally happened after 7 years of unjustified stalling of the industry's development.

Onshore wind power is the cheapest source of energy. Each additional gigawatt of wind farm capacity means real savings of about PLN 30 on the average cost of generating 1 MWh in the country. According to Agencja Rynku Energii (Energy Market Agency), the installed capacity of wind farms amounted to nearly 8.3 GW last year. More than 21% of total electricity generation in 2022 came from renewable energy sources. The best result was achieved by wind power with a 10.8% share in the energy mix. According to Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (Polish Power Grid – PSE) data for 2022, electricity generation from wind power alone is nearly 19 TWh, a 15% increase in generation compared to 2021. It is worth mentioning the wind power generation record achieved on January 4, 2023, between 6 and 7 pm, totalling 7576 MW, beating the previous record set in April 2022 at around 7200 MW.

2022 was also a year of action directed at supporting offshore wind development.

The government's latest plans call for auctions for a maximum total installed capacity of offshore wind farms of 12 GW (previously only 5 GW), which is included in the draft amendment to the Act on Renewable Energy Sources (draft UC99). The above assumptions are in line with the demands of the offshore wind industry, proving that the Polish government has come to believe in the potential and value of offshore wind. Power from Poland's first wind farm in the Baltic Sea is expected to flow in 2026.

Development of onshore and offshore wind energy

2.1. Poland

Earlier this year, the wind industry's attention was focused on the liberalization of the Distance Law. After more than 7 years, the onshore sector has lived to see change, but not in the shape that was expected (see Section II.1 for more on this). The changes proposed in the amendment to the Distance Law will allow an increase in onshore wind power capacity by merely 4 GW. In 2022, there were 80 new installations with a total capacity of 935.84 MW. Compared to December 2021, the volume has increased by 16%; however, the sector is using an almost exhausted stock of projects for which building permits were issued in 2015, even before the 10H rule took effect.

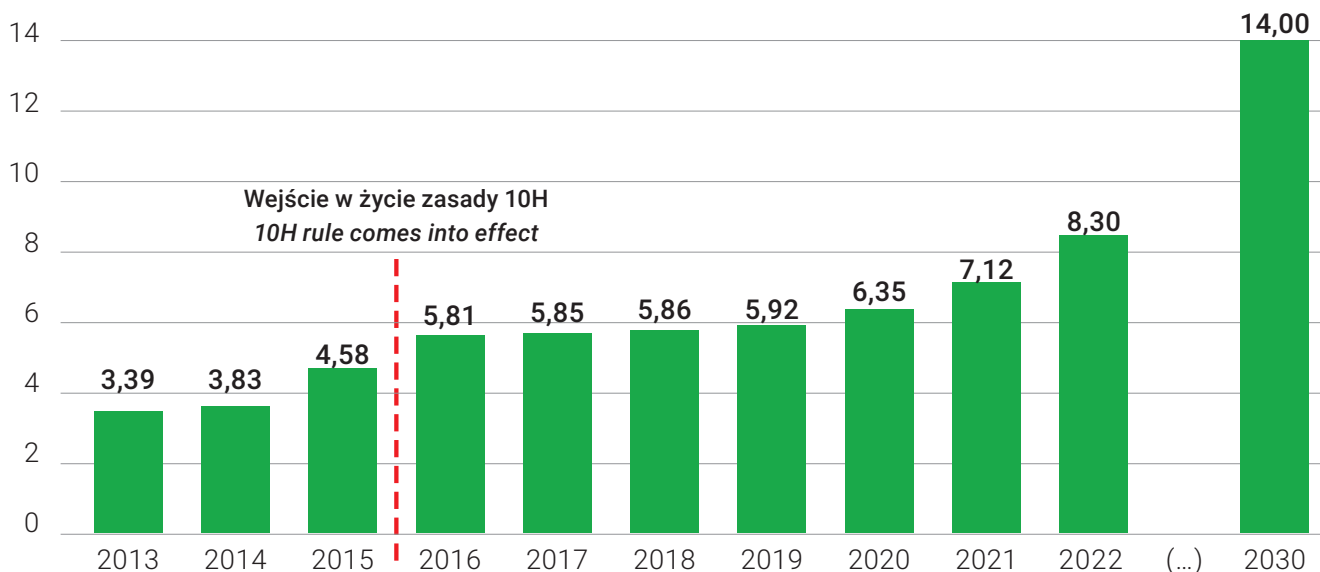
Co więcej, restrykcyjne oddziaływanie normy odległościowej spowodowało, że łączna moc projektów lądowych farm wiatrowych znajdujących się w fazie permittingu wyniosła zaledwie 0,6 GW¹, zaś w fazie budowy 2,2 GW².

Niestety, niepełna liberalizacja ww. ustawy, arbitralnie wprowadzająca minimalny limit 700 metrów odległości turbin wiatrowych od zabudowań, zamiast kompromisowej, ustalonej w drodze wieloletniego dialogu społecznego odległości 500 metrów, nie spowoduje szybkiego i znaczącego przyrostu nowych instalacji wiatrowych. Limit 700 metrów nie ma jakiegokolwiek uzasadnienia merytorycznego, a dodatkowo ogranicza o 50%³ tereny dostępne pod nowe inwestycje wiatrowe. Ponadto eliminuje możliwość wykorzystania istniejących już Miejscowych Planów Zagospodarowania Przestrzennego, w których odległości rzędu 700 metrów występują rzadko, co oznacza konieczność przeprowadzenia od nowa całej procedury planistycznej, a to wydłuży proces przygotowania istniejących już projektów farm wiatrowych do budowy o kolejne lata.

Moreover, the restrictive impact of the distance law has brought the total capacity of onshore wind farm projects in the permitting phase to only 0.6 GW,¹ and in the construction phase to 2.2 GW.²

Unfortunately, the incomplete liberalization of the aforementioned law, arbitrarily introducing a limit of at least 700 meters of distance between wind turbines and buildings, instead of the compromise distance of 500 meters established through years of social dialogue, will not result in a rapid and significant increase in new wind installations. The 700-meter limit has no substantive justification whatsoever, and further limits the area of land available for new wind developments by 50%.³ In addition, it eliminates the possibility of using existing Local Zoning Plans (MPZP) where distances of 700 meters are rare, which means that the entire planning procedure must be carried out from scratch, and this will prolong the process of preparing existing projects of wind farms for construction by years.

Wykres 1. Nowe instalacje onshore w Polsce w latach 2013–2022 [GW] wraz z prognozą na 2030 r.



Źródło: URE, ARE, PSEW, uzupełnienie PEP2040

Chart 1. New onshore plants in Poland between 2013 and 2022 [GW] with projections to 2030.

Source: URE, ARE, PSEW, additions by PEP2040

Abstrahując od powyższego, nowelizacja ustawy odległościowej doprowadziła do uruchomienia nowych inwestycji, co należy postrzegać pozytywnie. Rynek lądowej energetyki wiatrowej na nowo będzie mógł się rozwijać i systematycznie

Apart from the above, the amendment to the Distance Law has led to the launch of new projects, which should be viewed positively. The onshore wind market will be able to develop anew and steadily increase its importance in

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

² UN Global Compact (2021) Energetyka wiatrowa na lądzie – założenia reformy i propozycja ustawy, str. 71.

³ Sokołowski F., Marynowicz M., Berezowska M., Rybarczyk W. (2023) Analiza możliwości wykorzystania obowiązujących miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego przewidujących lokalizację elektrowni wiatrowych, Urban consulting.

¹ Czyżak P., Sikorski M., Wrona A. (2021) Wiatr w żagle. The 10H rule and onshore wind energy potential in Poland. In: Instrat Policy Note 01/2021, p. 3.

² UN Global Compact (2021) Onshore wind energy – assumptions for reform and proposed law, p. 71.

³ Sokołowski F., Marynowicz M., Berezowska M., Rybarczyk W. (2023) Analysis of the possibility of using the existing local spatial development plans providing for the location of wind power plants, Urban consulting.

zwiększać swoje znaczenie w systemie elektroenergetycznym, aczkolwiek, jak wspomniano powyżej, nie w takiej skali i tempie, jak w przypadku minimalnej odległości 500 metrów.

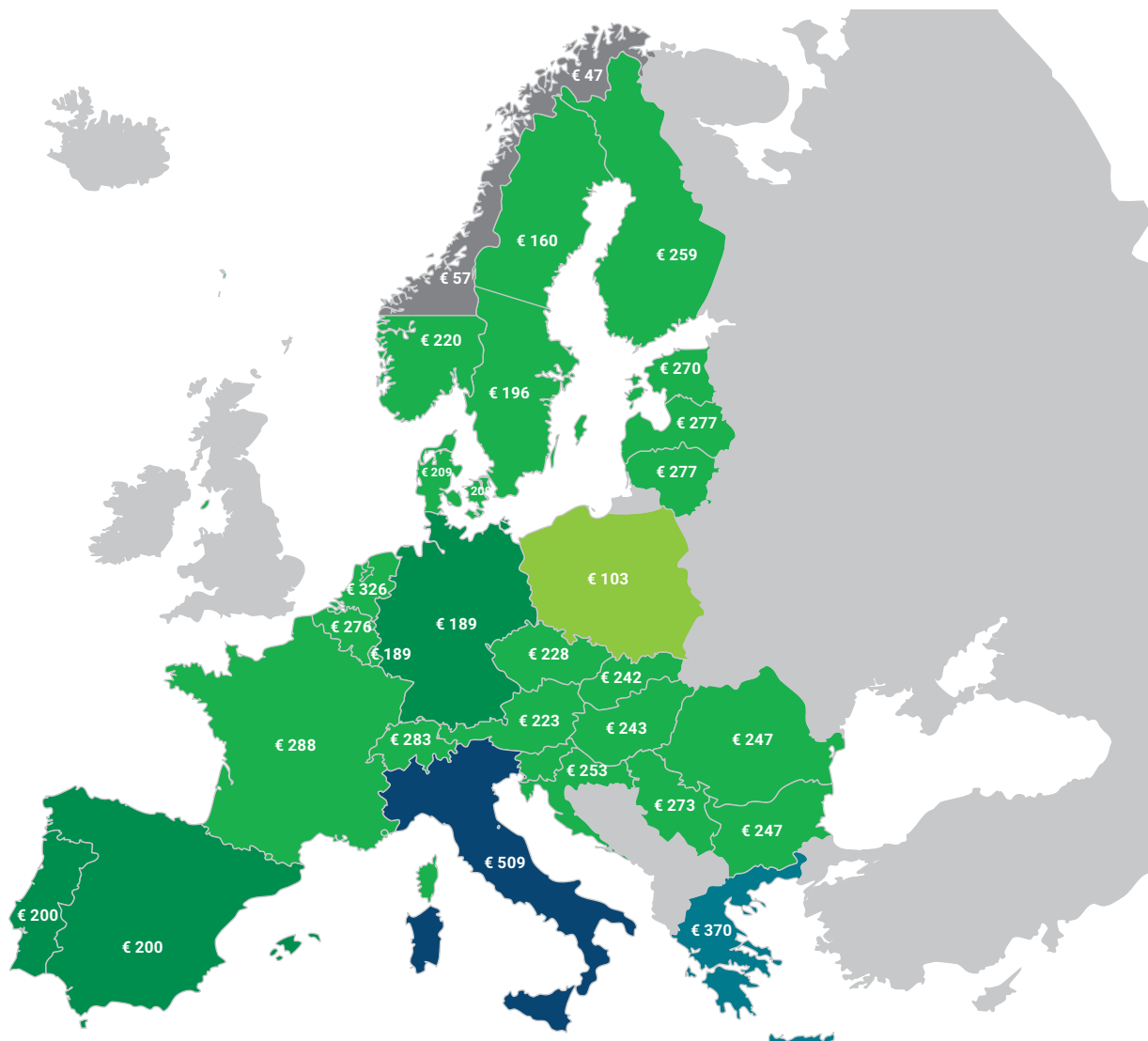
Tymczasem lądowa energetyka wiatrowa nieprzerwanie przyczynia się do spadku cen energii elektrycznej. Jak podał Instytut Jagielloński, dzięki wiatrakom średnie hurtowe ceny prądu były na początku października 2022 r. jednymi z najniższych w Europie. Wynosiły one w tym czasie 503 PLN/MWh, do czego przyczyniły się m.in. korzystne warunki wietrzne. Co więcej, generacja z farm wiatrowych potrafi pokryć ponad 40% zapotrzebowania na energię w godzinach porannych, a wysoka rezerwa pozwala na eksport energii.

the power system, although, as mentioned above, not at the scale and pace that would be achieved with the 500m minimum distance.

Meanwhile, onshore wind power continuously contributes to the decline in electricity prices. According to the Jagiellonian Institute, thanks to wind turbines, average wholesale electricity prices in early October 2022 were among the lowest in Europe. They amounted to 503 PLN/MWh at the time, helped by favorable wind conditions, among other factors. In addition, generation from wind farms can cover more than 40% of energy demand in the morning, and the high reserve allows for energy exports.

Rysunek 1. Średnie ceny energii elektrycznej w Europie, 2 października 2022 r. [w EUR]

Fig. 1. Average electricity prices in Europe on October 2, 2022. [in EUR]



Źródło: Instytut Jagielloński

Source: Jagiellonian Institute

Rok 2023 to również seria rozstrzygnięć postępowań lokalityzacyjnych dla II fazy projektów morskich farm wiatrowych. Od stycznia 2022 r. Ministerstwo Infrastruktury uruchomiło

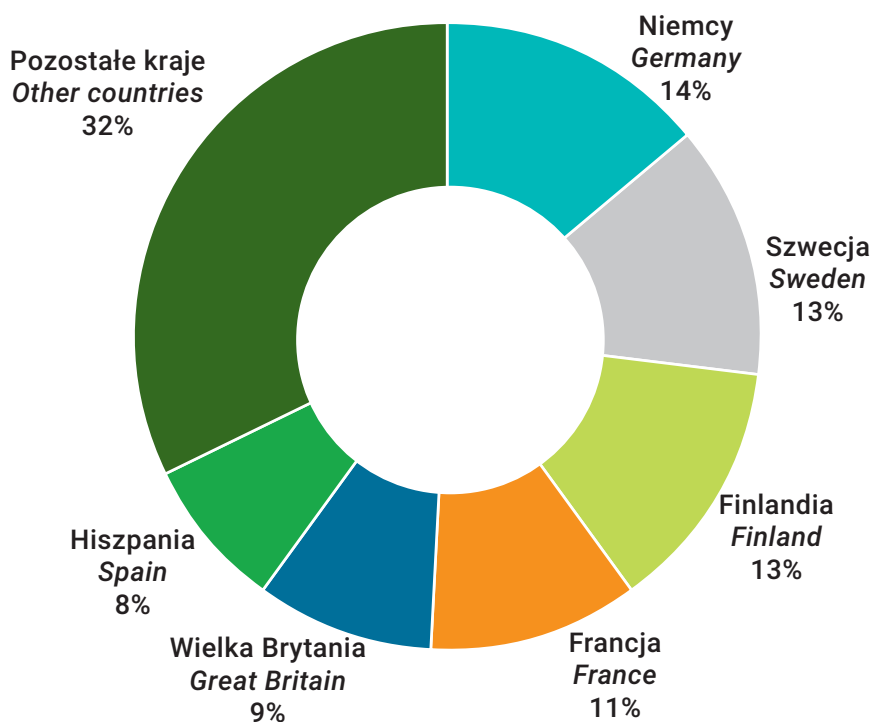
The year 2023 will also see a series of location decisions for the 2nd Phase of offshore wind farm projects. Since January 2022, the Ministry of Infrastructure has launched 11 location

11 postępowań (nr 1/2022–11/2022) dotyczących wniosków o wydanie pozwolenia na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji oraz urządzeń w polskich obszarach morskich w wyłącznej strefie ekonomicznej. Na 11 obszarów wpłynęły w sumie 132 wnioski. Szczegółowe zestawienie rozstrzygnięć lokalizacyjnych przedstawiono w części C w rozdziale I.1.4. W II fazie rozwoju morskiej energetyki wiatrowej przewiduje się instalację łącznie 5,1 GW mocy (więcej na ten temat w rozdziale II.4).

2.2. Europa

Nowe instalacje wiatrowe w Europie wyniosły łącznie 19 GW w 2022 r., przy czym 17 GW to moc zainstalowana na lądzie, a 2 GW na morzu. Było to o 4% więcej w stosunku do 2021 r. 16,1 GW nowych instalacji przypadło na kraje członkowskie UE.

Wykres 2. Procentowy udział nowych instalacji wiatrowych w Europie według krajów w 2022 r.



Źródło: WindEurope

W ciągu ostatniej dekady łączna moc zainstalowana w Europie wzrosła ze 121 GW w 2013 r. (114 GW onshore oraz 7 GW offshore) do 255 GW w 2022 r. (225 GW onshore i 30 GW offshore). Średnie tempo budowy nowych farm wiatrowych w tym czasie wyniosło zatem 10 GW na rok.

Oczekuje się, że Europa zainstaluje 129 GW nowych farm wiatrowych w latach 2023–2027, a z czego 98 GW w samej UE. Trzy czwarte nowych mocy w latach 2023–2027 będzie należało do sektora lądowego. UE zamierza budować średnio 20 GW nowych farm wiatrowych rocznie

proceedings (No. 1/2022–11/2022) regarding applications for permits to erect and use artificial islands, structures and devices in Polish maritime areas in the exclusive economic zone. A total of 132 applications were received for the 11 areas. A detailed summary of location decisions settlements is presented in Part C in Section I.1.4. A total of 5.1 GW of capacity is expected to be installed in Phase 2 of offshore wind development (for more on this, see Section II.4).

2.2. Europe

New wind installations in Europe totaled 19 GW in 2022, with 17 GW of onshore capacity and 2 GW offshore. This was a 4% increase over 2021. EU member states accounted for 16.1 GW of new plants.

Chart 2. Percentage of new wind installations in Europe by country in 2022

Source: WindEurope

Over the past decade, total installed capacity in Europe has increased from 121 GW in 2013 (114 GW onshore and 7 GW offshore) to 255 GW in 2022 (225 GW onshore and 30 GW offshore). The average rate of construction of new wind farms during this period was therefore 10 GW per year.

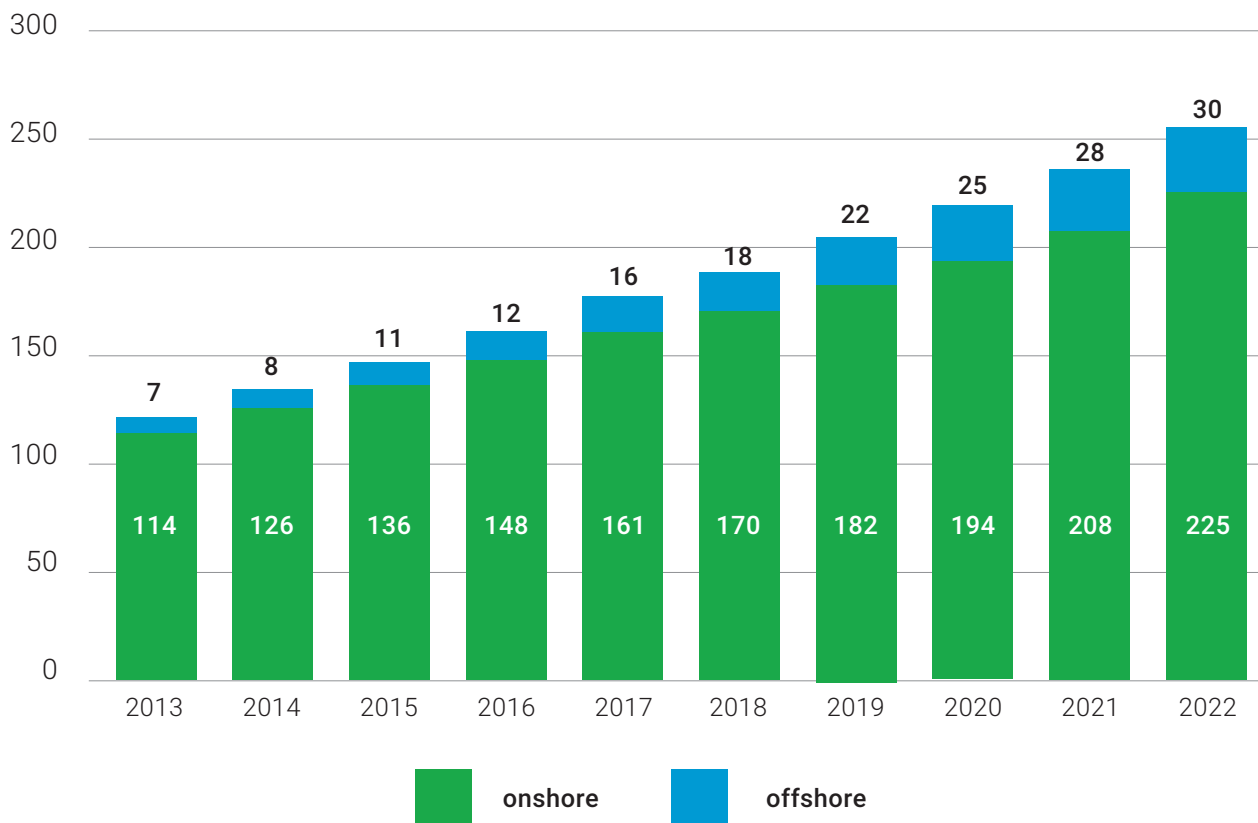
Europe is expected to install 129 GW of new wind farms between 2023 and 2027, and of that, 98 GW in the EU alone. Three-quarters of the new capacity between 2023 and 2027 will be in the onshore sector. The EU aims to build an average of 20 GW of new wind farms per year between

w latach 2023–2027. Niemniej, aby osiągnąć cele na rok 2030, UE powinna budować rocznie średnio ponad 30 GW nowych mocy.

2023 and 2027. However, the EU needs to build an average of more than 30 GW of new capacity per year to meet its 2030 targets.

Wykres 3. Nowe moce zainstalowane w energetyce wiatrowej w Europie w latach 2013–2022 [GW]

Chart 3. New wind power capacity installed in Europe between 2013 and 2022 [GW]



Źródło: WindEurope

Source: WindEurope

Z 19 GW mocy w energetyce wiatrowej dodanej w Europie w 2022 r. tylko 591 MW pochodziło z projektów repoweringowych. Większość repoweringu miała miejsce w Niemczech i Austrii, a niektóre również w Holandii, Belgii oraz Francji. Repowering stanowi istotną szansę na szybki przyrost mocy instalacji wiatrowych w Europie. Starsze projekty znajdują się na ogół w najlepszych lokalizacjach, a właściciele aktywów posiadają bardzo dobrze udokumentowany wgląd w warunki panujące w danym miejscu, z wieloletnimi danymi operacyjnymi. Duża część infrastruktury już istnieje (drogi, stacje elektroenergetyczne), a akceptacja społeczności lokalnych jest wysoka.

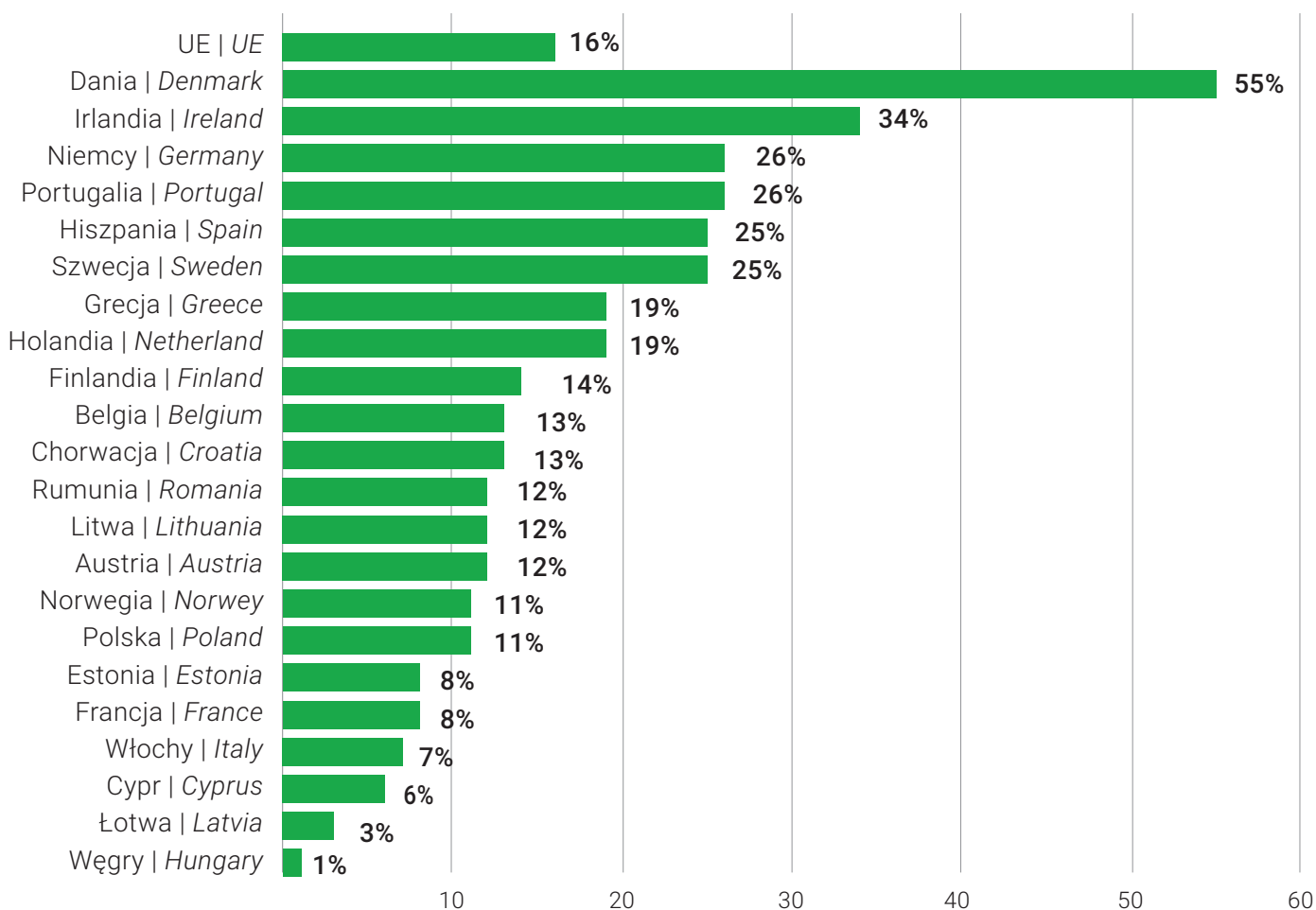
Of the 19 GW of wind power capacity added in Europe in 2022, only 591 MW came from repowering projects. Most of the repowering took place in Germany and Austria, with some in the Netherlands, Belgium and France. Repowering is a major opportunity for the rapid growth of wind capacity in Europe. Older projects tend to be in prime locations, and asset owners have a very well-documented insight into site conditions, with years of operational data. Much of the infrastructure is already in place (roads, substations), and community acceptance is high.

Energia wiatrowa zaspokoiła w 2022 r. rekordowe 17% zapotrzebowania w całej UE, co oznacza wzrost o 2% w stosunku do roku poprzedniego. Warunki wiatrowe, zwłaszcza w północnej Europie, były znacznie lepsze i w połączeniu z instalacjami w Szwecji i Finlandii, produkcja w UE wzrosła o ponad 9% w porównaniu z 2021 r.

Wind power met a record 17% of EU-wide demand in 2022, up 2% from the previous year. Wind conditions, especially in northern Europe, have been much better, and combined with installations in Sweden and Finland, EU production is up more than 9% compared to 2021.

Wykres 4. Procentowe pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną z energetyki wiatrowej w wybranych krajach Europy

Chart 4. Percentage coverage of energy demand from wind power in selected European countries



Źródło: WindEurope

Source: WindEurope

2.3. Świat

Global Wind Energy Council (GWEC) w swoim raporcie⁴ jednoznacznie wskazała, że 2022 r. był dla branży wiatrowej trzecim najlepszym rokiem. W ubiegłym roku przybyło prawie 78 GW mocy w energetyce wiatrowej.

Całkowita moc zainstalowana na świecie wzrosła do 906 GW. Oznacza to wzrost rok do roku o 9%.

Rok 2023 powinien być pierwszym rokiem, w którym zostanie przekroczone 100 GW nowych mocy dodanych globalnie, co przełoży się na 15% wzrostu rok do roku.

⁴ Global Wind Energy Council (2023) Global Wind Report

2.3. Worldwide

The Global Wind Energy Council (GWEC) in its report⁴ clearly indicated that 2022 was the third best year for the wind industry. Last year saw the addition of nearly 78 GW of wind power capacity.

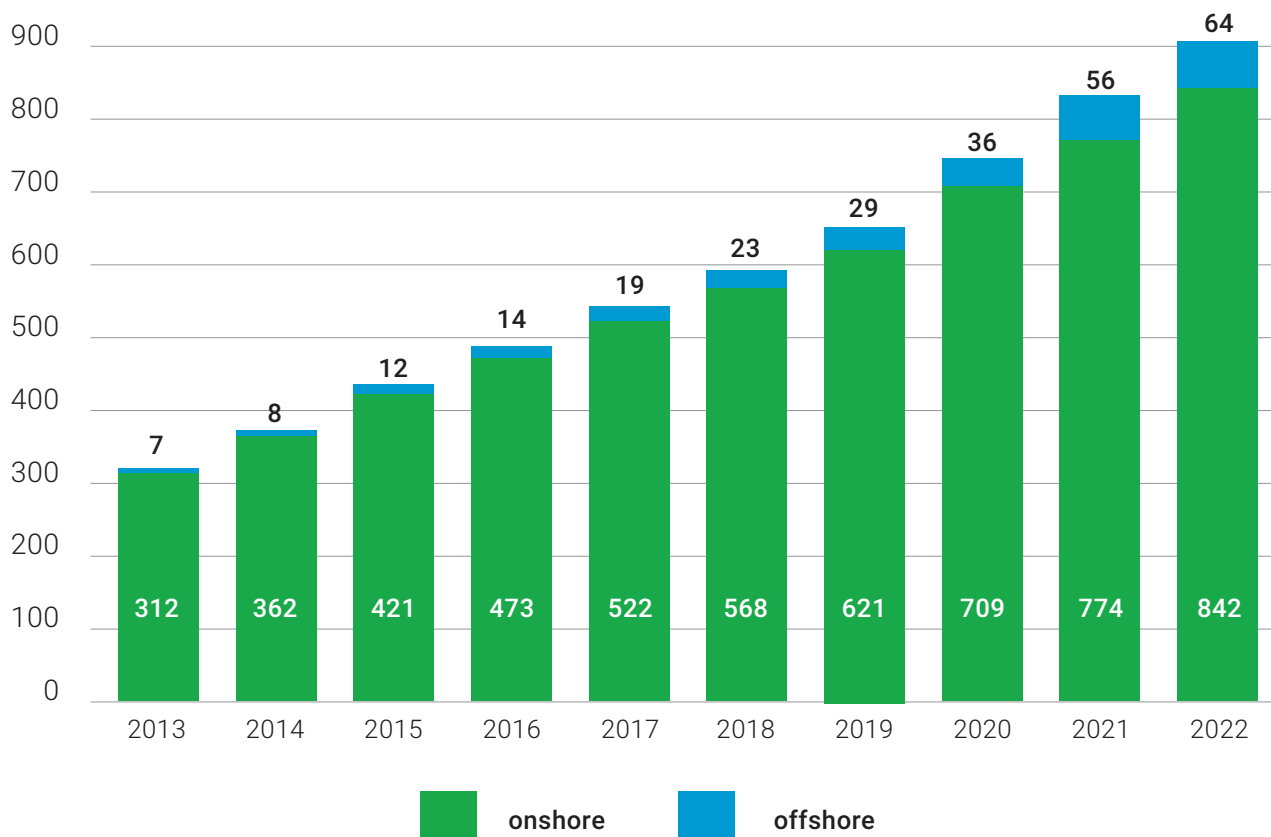
The aggregate installed capacity worldwide rose to 906 GW. This represents a year-on-year increase of 9%.

The year 2023 should be the first when 100 GW of new capacity added globally will be surpassed, translating into 15% year-on-year growth.

⁴ Global Wind Energy Council (2023) Global Wind Report

Wykres 5. Moce zainstalowane w energetyce wiatrowej na świecie w latach 2013–2022 [GW]

Chart 5. Installed wind power capacity in the world from 2013 to 2022 [GW]



Źródło: GWEC

Source: GWEC

GWEC oczekuje, że na świecie przybędzie 680 GW mocy w energetyce wiatrowej w latach 2023–2027, z czego 130 GW przypadnie na morską energetykę wiatrową. Onshore w Chinach będzie nadal liderem z 300 GW mocy zainstalowanej, a następnie Europa z prawie 100 GW. Morska energetyka wiatrowa będzie odgrywać coraz większą rolę z przewidywanym globalnym zwiększeniem mocy o ponad 60 GW w latach 2023–2025 oraz 68 GW w latach 2026–2027 (por. Wykres 6).

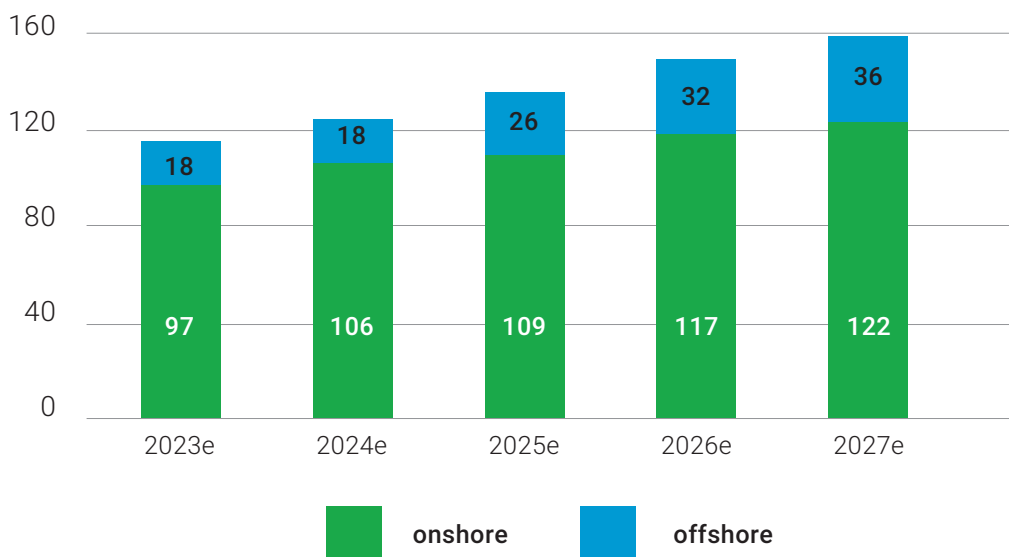
GWEC expects that 680 GW of wind power capacity will be added globally between 2023 and 2027, of which 130 GW will be offshore wind. Onshore China will continue to lead with 300 GW of installed capacity, followed by Europe with nearly 100 GW. Offshore wind energy will play an increasingly important role with a projected global increase of more than 60 GW in 2023–2025 and 68 GW in 2026–2027 (see Chart 6).

W latach 2013–2022 lądowa energetyka stanowiła 80% wszystkich inwestycji w technologie wiatrowe. W 2019 r. inwestycje onshore odnotowały wzrost o 32% w stosunku do 2018 r., osiągając rekordowy poziom 133 mld USD przed spadkiem o 9% w 2020 r., do 120 mld USD i ponownym wzrostem do 140 mld USD w 2021 i 2022 r., według wstępnych danych.

Between 2013 and 2022, onshore energy accounted for 80% of all wind technology investments. In 2019, onshore investments registered a 32% increase over 2018, reaching a record USD 133 billion before falling 9% in 2020 to USD 120 billion and rising again to USD 140 billion in 2021 and 2022, according to preliminary data.

Wykres 6. Perspektywa nowych instalacji 2023–2027 [GW]

Chart 6. New plants outlook 2023–2027 [GW]



Źródło: GWEC

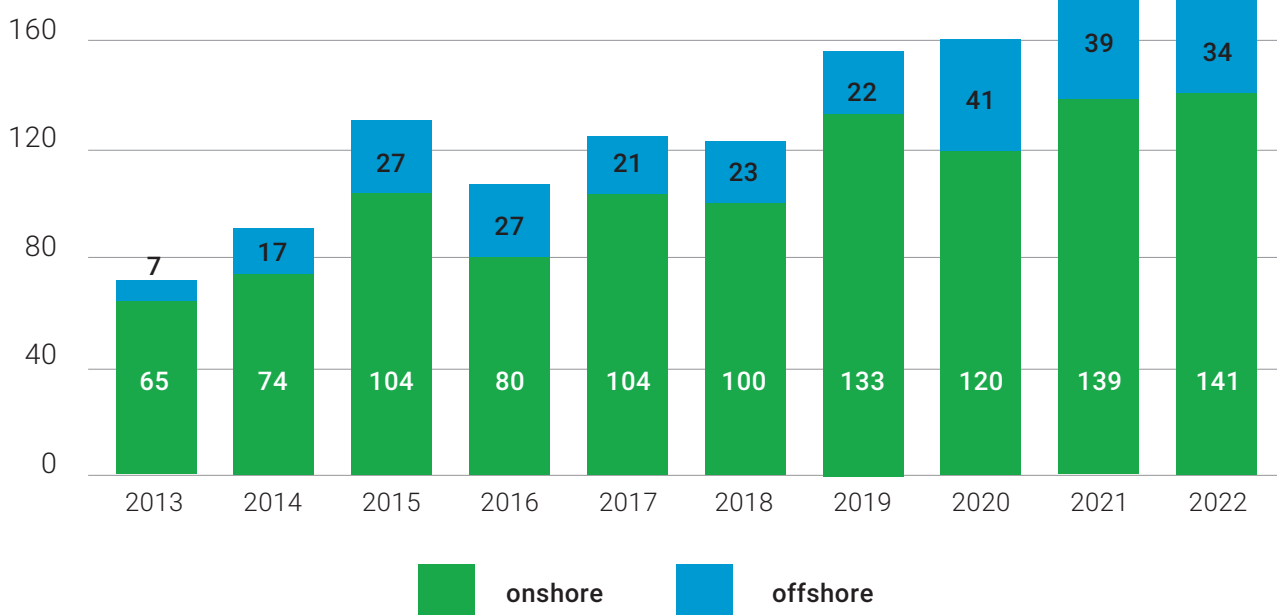
Source: GWEC

Tymczasem inwestycje w morską energię wiatrową osiągnęły 40 mld USD w 2020 r., prawie podwajając kwotę z 2019 r. Wstępne dane wskazują, że inwestycje w latach 2021–2022 wyniosły 37 mld USD, co oznacza spadek o 7,5% w stosunku do 2020 r., ale nadal jest to o 68% więcej niż w 2019 r.

The scale of investment in offshore wind reached \$40 billion in 2020, nearly doubling the amount from 2019. Preliminary figures show that investments in 2021–2022 totaled \$37 billion, down 7.5% from 2020, but still 68% higher than in 2019.

Wykres 7. Roczne inwestycje w energetykę wiatrową w latach 2013–2022 [mld USD]

Chart 7. Annual investment in wind power 2013–2022 [billion USD]



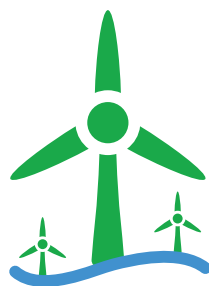
Źródło: IRENA

Source: IRENA

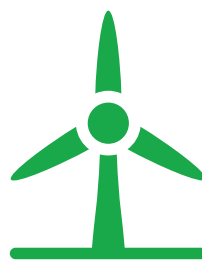
Inwestycje w lądową i morską energię wiatrową osiągnęły w 2020 r. łącznie 161 mld USD, wzrost o 4% w stosunku do 2019 r., a wg Bloomberg NEF wyniosły średnio 176 mld USD rocznie w latach 2021–2022, co stanowi 9% wzrostu w stosunku do 2020 r.

Warto dodać, że według danych przedstawionych przez IRENA, koszty wytwarzania energii ze źródeł wiatrowych systematycznie spadają.

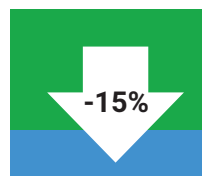
Rysunek 2. Procentowy roczny spadek kosztów wytwarzania energii z wiatru
Procentowe zmniejszenie w ujęciu rok do roku 2020–2021



Offshore wind



Onshore wind



Źródło: IRENA

Source: IRENA

3

Krajowy Plan Odbudowy

Krajowy Plan Odbudowy i Zwiększania Odporności (KPO) jest dokumentem programowym określającym cele związane z odbudową i tworzeniem odporności społeczno-gospodarczej Polski po kryzysie wywołanym pandemią COVID-19 oraz służące ich realizacji reformy strukturalne i inwestycje. Dokument stanowi podstawę ubiegania się o wsparcie z europejskiego Instrumentu na rzecz Odbudowy oraz Zwiększania Odporności (Recovery and Resilience Facility – RRF). Horyzont czasowy realizacji dokumentu zamyka się z końcem sierpnia 2026 r.

KPO koncentruje swoje działania na sześciu europejskich filarach odpowiedzi na kryzys i budowę odporności:

1. zielona transformacja
2. transformacja cyfrowa
3. inteligentny i trwały wzrost sprzyjający włączeniu społecznemu
4. spójność społeczna i terytorialna

National Recovery Plan

The National Recovery and Resilience Plan (KPO) is a policy document setting out the objectives related to rebuilding and developing Poland's socio-economic resilience after the COVID-19 pandemic crisis, and the reforms and investments proposed for implementation. At the same time, KPO is the basis for Poland's application for support from the European Recovery and Resilience Facility (RRF). The time horizon for the execution of the document closes at the end of August 2026.

The KPO focuses its activities on the six European pillars of responding to the crisis and building resilience:

1. green transformation,
2. digital transformation,
3. smart, sustainable and inclusive growth,
4. social and territorial cohesion,

5. opieka zdrowotna oraz odporność gospodarcza, społeczna i instytucjonalna
6. polityka na rzecz następnego pokolenia (edukacja i umiejętności).

Szczególnie istotne dla procesu transformacji energetycznej będą działania zapewniające rozwój niskoemisyjnych źródeł wytwórczych i poprawa elastyczności systemu energetycznego. Bardzo ważnym obszarem będzie rozbudowa elektroenergetycznej infrastruktury przesyłowej. W najbliższych latach dużą rolę w realizacji unijnych celów klimatycznych zacień pełnić morska energetyka wiatrowa, toteż konieczne jest zapewnienie warunków do jej rozwoju. W 2030 r. co trzecia wytworzona jednostka energii elektrycznej będzie pochodziła ze źródeł odnawialnych.

Oprócz wsparcia rozwoju energetyki wiatrowej na morzu oraz rozwoju infrastruktury sieciowej, KPO zakłada rozwój energetyki rozproszonej z odnawialnych źródeł energii poprzez nowelizację przepisów ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, co zapewni rozwój inwestycji typu onshore (szerzej w rozdziale II.1.). Celem zmiany przepisów jest możliwość lokalizacji lądowych elektrowni wiatrowych w gminach, które wyrażą wolę lokowania takiej infrastruktury, dając władzom lokalnym większą elastyczność w tym zakresie.

Do osiągnięcia celów KPO przyczyni się realizacja sześciu komponentów oraz działań, tj. reform i inwestycji. Z punktu widzenia energetyki wiatrowej kluczowy jest komponent B: „Zielona energia i zmniejszenie energochłonności”. Celem komponentu B jest ograniczenie negatywnego oddziaływania gospodarki na środowisko przy jednoczesnym zapewnieniu konkurencyjności i bezpieczeństwa energetycznego oraz ekologicznego kraju.

Zaplanowane reformy związane z branżą wiatrową przedstawia cel szczegółowy B2 „Zwiększenie wykorzystania odnawialnych źródeł energii”. Poniżej zamieszczono dane dotyczące inwestycji w tym zakresie.

Celem reformy jest poprawa otoczenia regulacyjnego w zakresie energetyki rozproszonej i prosumenckiej, rozwój łańcucha dostaw dla morskiej energetyki wiatrowej, wzrost mocy zainstalowanej odnawialnych źródeł energii, a także wzrost udziału energii pochodzącej z odnawialnych źródeł energii w miksie energetycznym. Bez wątpienia, niepodjęcie lub opóźnienie powyższych działań może przyczynić się do paraliżu inwestycyjnego. Takie ryzyko utrzymuje się w związku ze sporem władz RP i UE blokującym możliwość uruchomienia środków unijnych dla Polski w ramach KPO. Tymczasem uzyskanie dostępu do finansowania z KPO dałoby realne szanse na wykorzystanie potencjału OZE, w tym energetyki wiatrowej, a rozbudowa przesyłowej infrastruktury elektroenergetycznej umożliwi odbiór mocy z nowych odnawialnych źródeł energii z północy Polski, a przede wszystkim z morskich farm wiatrowych. Wsparcie z KPO to także możliwość stworzenia odpowiedniego

5. healthcare and economic, social and institutional resilience,
6. policies for the next generation, such as education and skills.

Of particular importance to the energy transition process will be measures to ensure the development of low-carbon generation sources and improve the flexibility of the energy system. A very important area will be the expansion of electric power transmission infrastructure. Construction of offshore terminal infrastructure wind energy will begin to play a large role in meeting the EU's climate goals in the coming years, so it is necessary to provide conditions for its development. In 2030, one in three units of electricity generated will come from renewable sources.

In addition to supporting the development of offshore wind energy and the development of grid infrastructure, KPO envisages the development of distributed energy from renewable energy sources by amending the provisions of the Act on Wind Energy Investments, which will ensure the development of onshore projects (more in Section II.1.). The purpose of the amendment to the regulations is to allow onshore wind farms to be located in communes/municipalities that express a desire to locate such infrastructure by giving local authorities more flexibility in this regard.

The implementation of six components and activities, i.e. reforms and investments, will contribute to the achievement of the KPO goals. From the point of view of wind energy, component B: “Green energy and reduction of energy intensity” is crucial: The aim of Component B is to reduce the negative impact of the economy on the environment while ensuring the country's competitiveness and energy and environmental security.

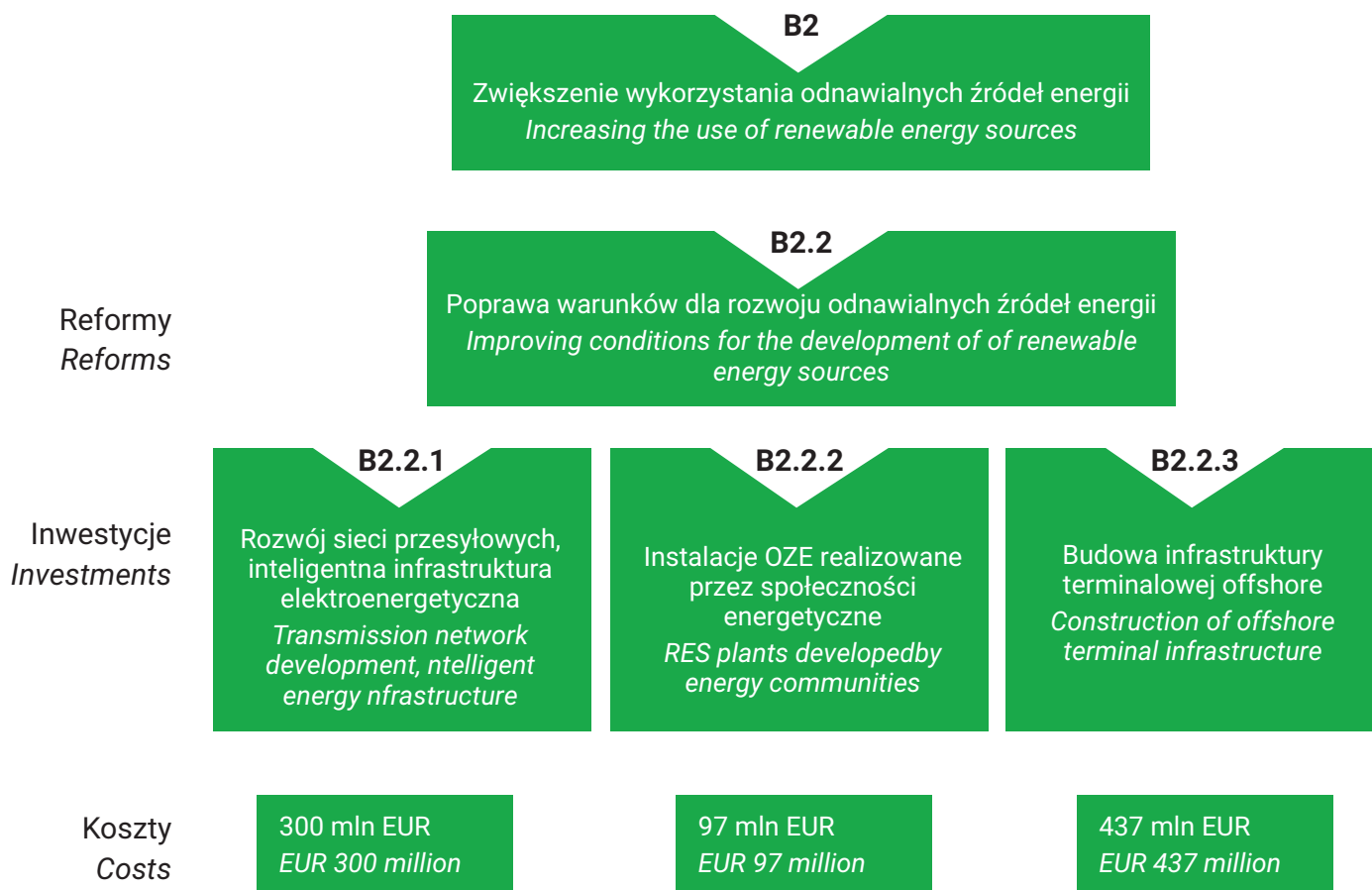
The planned reforms related to the wind industry are presented in Specific Objective B2 “Increasing the use of renewable energy sources.” The below is data on investments in this area.

The reform aims to improve the regulatory environment for distributed and prosumer energy, develop the supply chain for offshore wind power, increase the installed capacity of renewable energy sources, and increase the share of renewable energy in the energy mix. Undoubtedly, a failure to take or a delay of the above measures could contribute to investment paralysis. Such risks persist due to the dispute between the Polish and EU authorities blocking the possibility of mobilizing EU funds for Poland under the KPO. Meanwhile, gaining access to financing from the KPO would provide a real opportunity to exploit the potential of RES, including wind power, while the expansion of the power transmission infrastructure will enable generation of power from new renewable energy sources from the north of Poland, and above all from offshore wind farms. Support from the KPO is also an opportunity to create an adequate offshore port facility in Poland, both for the installation and servicing of offshore wind farms.

zaplecza portowego offshore w Polsce, zarówno w zakresie instalacji, jak i serwisu morskich farm wiatrowych.

Rysunek 3. Zakres reform i inwestycji w ramach celu szczegółowego B2 ważnych dla rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce

Fig. 3. Scope of reforms and Investments under specific objective B2 important for wind energy development in Poland



Źródło: Opracowanie własne PSEW

Source: PSEW own study



**Lądowa
energetyka wiatrowa**
Uwarunkowania prawne

Onshore wind energy
Legal framework

Uwarunkowania prawne

1.1. Ustawa OZE

Podstawowym aktem prawnym regulującym rozwój lądowej energetyki wiatrowej w Polsce jest ustawa z 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii⁵ (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 zmieniającą i w następstwie uchylającą dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE⁶.

Celami przyświecającymi wejściu w życie Ustawy OZE były przede wszystkim:

- zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego i ochrony środowiska w wyniku efektywnego wykorzystywania odnawialnych źródeł energii (dalej jako: „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, a także 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 przypadku świadectw pochodzenia), ale które stanowią dobrowolny instrument wsparcia OZE, dzięki temu, że poświadczają odbiorcy końcowemu wartości środowiskowe wynikające z braku 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

⁵ T.j. Dz.U. z 2022 r., poz. 1378 ze zm.

⁶ Dz.U. UE. L. z 2009 r. Nr 140, str. 16 ze zm. Dyrektywa ta straciła moc z dniem 1 lipca 2021 r. i została 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. z 2018 r. Nr 328, str. 82 ze zm.

Legal framework

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 Sources⁵ (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.⁶

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"),

⁵ Consolidated text Journal of Laws 2022, item 1378, as amended.

⁶ OJEU L. 2009 No. 140, p. 16 as amended. The directive expired as of July 1, 2021 and was 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), OJEU L 2018 No. 328, p. 82 as amended.

przy czym w rozumieniu Ustawy OZE, instalacją OZE będzie np. farma wiatrowa. Stanowi ona bowiem wyodrębniony zespół urządzeń służących do wytwarzania energii z OZE.

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 energetyczne⁷ (dalej jako: „Prawo energetyczne”). Ustawa OZE wraz z uzupełniającymi ją przepisami Prawa energetycznego kształtują natomiast 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 wiatrowych⁸, 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.

Dnia 23 kwietnia 2023 r. weszła w życie długo wyczekiwana przez branżę lądowej energetyki wiatrowej ustawa z 9 marca 2023 r. o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw⁹ (przy czym przepisy dotyczące włączenia mieszkańców gminy, na terenie której zlokalizowana ma być elektrownia wiatrowa, do katalogu prosumentów wirtualnych, wejdą w życie 2 lipca 2024 r.). Nowelizacja ta przewiduje, że lokalizacja i budowa elektrowni wiatrowych wciąż odbywa się na zasadzie 10H, jednak w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego może zostać ustalona inna odległość, nie mniejsza jednak niż 700 metrów.

W pierwotnym brzmieniu projektu zaproponowanego przez rząd minimalna, wymagana odległość możliwa do ustalenia w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego wynosiła 500 metrów. Ostatecznie Sejm przyjął jednak ww. nowelizację z poprawką zakładającą, że 700 metrów to minimalna odległość od budynków mieszkalnych albo budynków o funkcji mieszanej, w jakiej można lokalizować i budować elektrownie wiatrowe. Szerzej na temat ustawy z 9 marca 2023 r. o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw w punkcie 3.1. niniejszej części tego opracowania.

1.2. Ogólne zasady wsparcia w systemie aukcyjnym

System aukcyjny jest obecnie podstawowym mechanizmem wsparcia instalacji OZE, który zastąpił system świadectw

⁷ T.j. Dz.U. z 2022 r., poz. 1385 ze zm.

⁸ T.j. Dz.U. z 2021 r., poz. 724.

⁹ Dz.U. z 2023 r., poz. 553.

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.

Connection issues, i.e. regulations relating to the connection of RES installations to the power grid, are still governed by the Act of April 10, 1997 on Energy Law⁷ (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 plants⁸, 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.

On April 23, 2023, the long-awaited Act of March 9, 2023 amending the Wind Farm Investment Act and Certain Other Laws⁹ came into force (with provisions to include residents of a commune where a wind farm is to be located in the catalog of virtual prosumers coming into force on July 2, 2024). The amendment stipulates that the location and construction of wind turbines still takes place under the 10H rule; however, a different distance, albeit not less than 700 meters, may be set in the local zoning plan.

In the original wording of the draft proposed by the government, the minimum required distance that could be established in the local zoning plan was 500 meters. In the end, however, the Sejm adopted the aforementioned amendment with an amendment stipulating that 700 meters is the minimum distance from residential buildings or mixed-use buildings at which wind turbines can be located and built. More on the Law of March 9, 2023 amending the Wind Farm Investment Act and certain other laws in section 3.1 of this part of this study.

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

⁷ Consolidated text Journal of Laws 2022, item 1385, as amended.

⁸ Consolidated text Journal of Laws 2021, item 724.

⁹ Journal of Laws 2023, item 553.

pochodzenia na skutek 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 wewnętrznym¹⁰.

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 odnoszonej 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 elektrycznej, która obowiązuje 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 ustaw¹¹ (dalej jako: „Nowelizacja Ustawy 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 Europejskiej¹². Zmieniono również zasady dotyczące określania maksymalnych ilości i wartości energii elektrycznej z OZE.

Dotychczas maksymalne ilości i wartości energii elektrycznej, które mogły zostać sprzedane w drodze aukcji w danym roku kalendarzowym, były ustalane przez Radę Ministrów w drodze rozporządzenia, wydawanego do 31 października każdego roku. Zgodnie z art. 184h, dodanym do Ustawy OZE Nowelizacją Ustawy OZE, Rada Ministrów określa w rozporządzeniu maksymalne ilości i wartości energii elektrycznej, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji, na przyszłość, dla następujących po sobie lat kalendarzowych 2022–2027. Zatem nie ma potrzeby wydawania odrębnych rozporządzeń dla poszczególnych lat kalendarzowych.

Nowelizacja Ustawy OZE zapewnia również gwarancję wsparcia poprzez ograniczenie możliwości zmian wolumenów energii elektrycznej określonych dla poszczegól-

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.¹⁰

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 connected 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 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 acts¹¹ ("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, 2021.¹² 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 2022–2027, 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

¹⁰ Decyzja Komisji Europejskiej nr SA.43697 (2015/N) z 13 grudnia 2017 r.

¹¹ Dz.U. z 2021 r., poz. 1873.

¹² Decyzja Komisji Europejskiej nr SA.64713 z 30 listopada 2021 r.

¹⁰ European Commission Decision No. SA.43697 (2015/N) of December 13, 2017.

¹¹ Journal of Laws of 2021, item 1873.

¹² European Commission Decision No. SA.64713, November 30, 2021.

nych lat kalendarzowych. Rada Ministrów ma kompetencję co do zmiany ww. wolumenów wyłącznie poprzez zwiększenie przewidzianej ilości i wartości energii elektrycznej. 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 Prawie energetycznym, 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 poprzez brak możliwości wejścia do tego systemu nowych instalacji i stopniowe wychodzenie z niego instalacji po zakończeniu 15-letniego 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 elektrycznej 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 powszechnie 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 S.A. Świadectwa pochodzenia, a właściwie prawa majątkowe z nich wynikające, mogą stać się przedmiotem obrotu.

Istotną różnicą w stosunku do systemu aukcyjnego jest 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 majątko-

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 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 states 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

wych wynikających z zielonych certyfikatów zmieniają się w czasie.

Popyt jest z kolei zagwarantowany przez ustawowy obowiązek (spoczywający głównie na odbiorcach przemysłowych i 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 w sytuacji braku dokonania ich zakupu w wymaganej ilości, dany podmiot musi uiścić tzw. opłatę zastępczą. Niedopełnienie tych obowiązków jest obwarowane karą pieniężną nakładaną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. 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 celu uzupełnienia informacji przedstawionych w punkcie 1.2. warto dodać, że każdego roku aukcje przeprowadzane są co najmniej jednokrotnie, odrębnie dla określonych w Ustawie OZE tzw. koszyków aukcyjnych, obejmujących dany typ oraz wielkość instalacji OZE. Z perspektywy lądowej energetyki wiatrowej ważne są natomiast dwa koszyki aukcyjne, a mianowicie:

- obejmujące instalacje wykorzystujące do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru na lądzie lub energię słoneczną o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW
- 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 elektrycznie wiatrowe 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 elektrycznej 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 OZE, która zamierza wziąć udział

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. Failure to comply with these obligations is subject to a fine imposed by the President of the URE. 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 chapter 1.2 of this 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, namely:

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

w aukcji, jest gotowa do realizacji. Gotowość do realizacji warunkowana jest:

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

Termin aukcji powinien być ogłoszony przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nie później niż 30 dni przed jej rozpoczęciem. W ogłoszeniu podaje się nie tylko termin, ale także 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 OZE (w tym rodzaj i zainstalowaną moc elektryczną), łączną ilość energii elektrycznej wyrażoną w MWh i 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 powinna brać pod uwagę m.in. nakłady inwestycyjne potrzebne dla rozwoju i budowy danych instalacji oraz ich koszty operacyjne.

Aukcję prowadzi się w formie 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 elektryczną na rynku, a następnie może wystąpić o wyrównanie do ceny przyjętej w zwycięskiej ofercie

auktion 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.

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 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

aukcyjnej – jeżeli cena rynkowa (dzienna cena TGeBase) jest niższa niż oferta aukcyjna lub zwraca różnicę, jeżeli cena rynkowa jest wyższa niż oferta aukcyjna (model tzw. kontraktu różnicowego). Powyższy mechanizm przewiduje 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 wynikających z transakcji sesyjnych zawieranych na Towarowej Giełdzie Energii S.A. na rynku dnia następnego, 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 S.A. 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 sześciu równych ratach po upływie okresu wsparcia.

Jednakże, Nowelizacja Ustawy OZE wprowadziła zmiany 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 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 danego miesiąca.

Ważną funkcję w ramach aukcyjnego systemu wsparcia pełni operator rozliczeń – Zarządca Rozliczeń S.A. – celowa spółka Skarbu Państwa. Nie tylko dokonuje on weryfikacji wniosków o wypłatę ujemnego salda i rozlicza saldo dodatnie, ale także gwarantuje 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 jego pokrycie.

price (TGeBase daily 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 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. The task of Zarządca Rozliczeń S.A. 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.

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

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 elektrycznej, powinna nastąpić nie później niż 33 miesiące po dniu zamknięcia sesji aukcji; niedotrzymanie tego obowiązku wiąże się nie tylko z utratą kaucji albo ryzykiem realizacji gwarancji bankowej (w zależności od wybranej formy zabezpieczenia), 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 nałożenia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki 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 do Ustawy OZE wprowadzono wyjątek od obowiązku pierwszego i drugiego, z trzech powyżej wymienionych, dając wytwórcom możliwość przedłużenia odpowiednio wieku urządzeń oraz terminu pierwszej sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego, 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 dniem spełnienia zobowiązania odnoszącego się do wieku urządzeń. Od 15 grudnia 2022 r. maksymalny termin przedłużenia wynosi 18 miesięcy¹³ (poprzednio było to 12 miesięcy).

Od trzeciego obowiązku 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 oraz wystąpieniem gwałtownej i nieprzewidzianej awarii technicznej danej instalacji.

¹³ Zmiana wprowadzona do Ustawy OZE na mocy ustawy z 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu (Dz. U. z 2022 r. poz. 2687 ze zm.).

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

1. the devices that are part of an onshore wind plant 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 response 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 fulfilling the obligation relating to making the first sale of electricity under the auction system. As of December 15, 2022, the maximum extension term is 18 months¹³ (previously it was 12 months).

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.

¹³ Amendment introduced into the RES Act by the Act of December 15, 2022 on special protection of certain consumers of gaseous fuels in 2023 in connection with the gas market situation (Journal of Laws of 2022, item 2687, as amended).

1.5. Regulacja cen maksymalnych

W związku z wystąpieniem bardzo wysokich cen energii, związanych między innymi z ponadprzeciętnie wysoką ceną gazu oraz zbrojną napaścią Federacji Rosyjskiej na Ukrainę, Komisja Europejska zdecydowała się na podjęcie interwencji legislacyjnej w celu złagodzenia skutków wysokich cen energii i zapewnienia, aby obecny kryzys nie spowodował trwałych szkód dla odbiorców i gospodarki, przy jednoczesnym zachowaniu stabilności finansów publicznych. Na mocy Rozporządzenia Rady (UE) 2022/1854 z 6 października 2022 r. w sprawie interwencji w sytuacji nadzwyczajnej w celu rozwiązania problemu wysokich cen energii¹⁴ wprowadzono limit dochodów uzyskanych z wytwarzania energii elektrycznej przez producentów do maksymalnej kwoty 180 EUR/MWh wyprodukowanej energii elektrycznej. Rozporządzenie to stosuje się także do energii wiatrowej.

Wobec powyższego w Polsce została przyjęta ustawa z 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparcie niektórych odbiorców w 2023 r.¹⁵ (dalej jako: „Ustawa o Środkach Nadzwyczajnych”), a datę jej wejścia w życie określono na 4 listopada 2022 r.

Regulacja ta znacząco wpłynęła i wpłynie na poziom przychodów wytwórców energii elektrycznej, w tym wytwarzających energię elektryczną w farmach wiatrowych, w okresie od 1 grudnia 2022 r. do 31 grudnia 2023 r. Przysporzyła ona również wielu wątpliwości interpretacyjnych utrudniających jej praktyczne stosowanie. W krótkim czasie po wejściu w życie Ustawa o Środkach Nadzwyczajnych doczekała się także dwóch nowelizacji – na mocy ustawy z 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu¹⁶ oraz ustawy z 8 lutego 2023 r. o zmianie ustawy o szczególnych rozwiązaniach w zakresie niektórych źródeł ciepła w związku z sytuacją na rynku paliw oraz niektórych innych ustaw¹⁷.

Cena maksymalna energii elektrycznej

Ustawa o Środkach Nadzwyczajnych przewiduje środki mające na celu ochronę podmiotów wrażliwych na wzrost cen energii elektrycznej. Następuje to poprzez ustanowienie ceny maksymalnej sprzedaży energii elektrycznej, stosowanej w rozliczeniach z odbiorcami uprawnionymi. Cena maksymalna energii elektrycznej wynosi:

- 693 PLN/MWh – dla gospodarstw domowych. Na podstawie ustawy z 7 października 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 r., w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej zamrożona została cena energii dla gospodarstw domowych na poziomie ceny z 2022 r. Zamrożenie cen na rok 2023 nastąpiło do limitu

¹⁴ Dz.U. UE. L. z 2022 r., str. 261.

¹⁵ Dz.U. z 2022 r., poz. 2243 ze zm.

¹⁶ Dz.U. z 2022 r., poz. 2687.

¹⁷ Dz.U. z 2023 r., poz. 295.

1.5. Maximum price regulation

As a result of very high energy prices, linked among other things to the above-average price of gas and the Russian Federation's armed assault on Ukraine, the European Commission has decided to intervene legislatively to mitigate the effects of high energy prices and ensure that the current crisis does not cause lasting damage to consumers and the economy, while preserving the stability of public finances. Pursuant to Council Regulation (EU) 2022/1854 of October 6, 2022 on emergency interventions to address high energy prices¹⁴, a limit has been placed on the revenue generated from electricity generation by producers up to a maximum of EUR 180/MWh of electricity produced. The regulation also applies to wind energy.

In view of the above, the Act of October 27, 2022 on Emergency Measures to Limit the Electricity Prices and Support Certain Consumers in 2023¹⁵ (hereinafter: "Act on Emergency Measures"), was adopted in Poland with its effective date set for November 4, 2022.

This regulation has significantly affected and will affect the level of revenues of electricity generators, including those generating electricity in wind farms, in the period from December 1, 2022 to December 31, 2023; it has also created many interpretative doubts that make its practical application difficult. In a short time after its entry into force, the Act on Emergency Measures also lived to see two amendments – under the Act of December 15, 2022 on Special Protection of Certain Gas Fuel Consumers in 2023 in Connection with the Situation in the Gas Market¹⁶ and the Act of February 8, 2023 on Amendments to the Law on Special Solutions for Certain Heat Sources in Connection with the Situation in the Fuel Market and Certain Other Laws.¹⁷

Maximum price of energy

The Act on Emergency Measures provides for measures to protect those vulnerable to electricity price increases. It is done by establishing a maximum price for the sale of electricity, used in settlements with eligible customers. The maximum price of electric energy is:

- PLN 693/MWh – for households. Based on the Law of October 7, 2022 on special solutions to protect electricity consumers in 2023, the price of energy for households has been frozen at the 2022 price level due to the situation in the electricity market. The price freeze for 2023 was up to a limit of 2 MWh of energy consumption per household. The limit is higher if there are people with disabilities

¹⁴ OJEU L 2022, p. 261

¹⁵ Journal of Laws of 2022, item 2243, as amended.

¹⁶ Journal of Laws of 2022, item 2687.

¹⁷ Journal of Laws of 2023, item 295.

Polska od dawna jest dla nas jednym z kluczowych rynków. Mamy tu ugruntowaną pozycję dzięki naszej spółce zależnej Nordex Polska, a niedawno zdecydowaliśmy się na ulokowanie w Elblągu nowej spółki Nordex International Services, która świadczy usługi naprawy i konserwacji naszych turbin wiatrowych zainstalowanych w różnych krajach europejskich i USA. W Polsce nasz całkowity wolumen dostaw przekroczył 1 GW, z 50 jednostkami zainstalowanymi tylko w ubiegłym roku, a w tym roku zbudujemy kolejne 150 jednostek. Większość zainstalowanych turbin – w wyniku aukcji wygranych przez naszych klientów w ostatnich latach – to turbiny o mocy od 3 do 3,6 MW z wirnikami o długości od 117 m do 131 m, podczas gdy w kilku dobrze zaprojektowanych projektach możemy również dostarczyć jednostki o mocy 4 MW i 5 MW z większymi wirnikami do 149 m. Obecnie w Polsce realizujemy jeden projekt z 11 jednostkami tego wysokowydajnego typu turbin.

Rok 2023 będzie niewątpliwie rekordowym okresem dla nowych instalacji w Polsce, po którym spodziewamy się spadku ze względu na lukę inwestycyjną wynikającą m.in. z rozporządzenia 10H i czasu potrzebnego na opracowanie nowych projektów spełniających nowy limit odległości 700 m. Przyjęcie 700 m zamiast wcześniej zakładanych 500 m to nie tylko znaczące ograniczenie potencjału wytwórczego, ale także kolejny czynnik opóźniający pojawienie się nowych projektów. Wielu deweloperów prowadziło zaawansowane rozmowy z gminami na temat zagospodarowania przestrzennego z myślą o 500 m, a teraz w wielu przypadkach wszystko trzeba zaczynać od zera. Ze względu na nowe wymagania dotyczące zagospodarowania przestrzennego, uzyskanie pozwolenia na nowe projekty zajmie co najmniej dwa lata. Niektórzy szczęśliwcy, którzy mogą zmieścić się w 700 m bez zmian w zagospodarowaniu przestrzennym, mogą pojawić się wcześniej na etapie gotowym do budowy, ale nie będzie to duży wolumen. Z drugiej strony, z pewnością pojawią się również projekty bliskie gotowości do budowy 500 m, w których deweloperzy zdecydują się nie adoptować do 700 m, ale poczekać na dalszą liberalizację w kierunku 500 m po wyborach parlamentarnych w Polsce.

Wszystko to zmusiło nas do rozwijania działalności w innych krajach regionu, w szczególności w Estonii i na Litwie. Nawet na Ukrainie dostarczamy obecnie 10 turbin o mocy 5,5 MW – każdą prywatnemu inwestorowi, który zdecydował się zbudować farmę wiatrową bez względu na okoliczności i na własne ryzyko. Na Litwie wkrótce zakończymy budowę 14 turbin w Możejkach (każda o mocy 4,5 MW) i wkrótce rozpoczniemy realizację dwóch projektów dla Enefit na Litwie (100 MW) i w Estonii (270 MW). Wydaje się, że kraje bałtyckie wprowadziły rozwój OZE na strategiczną „szybką ścieżkę” w odpowiedzi na zagrożenia, które pojawiły się po agresji Rosji na Ukrainie. Budują swoje portfolio w oparciu o najnowocześniejsze technologie.

Jako dostawca turbin z własnym doświadczeniem w zakresie rozwoju, nasz model biznesowy opiera się na ścisłej współpracy z deweloperami. Daje to wiele korzyści obu stronom, zwłaszcza po stronie elastyczności projektów, które można dostosować do zmian regulacyjnych nawet na późnym etapie rozwoju. To samo zamierzamy zrobić teraz w Polsce w kontekście limitu 700 m, mając nadzieję, że otoczenie regulacyjne z rozsądnymi przepisami dotyczącymi zagospodarowania przestrzennego wkrótce się ustabilizuje i pozwoli na rozwój nowocześniejszej energetyki wiatrowej z bardziej wydajnymi, najnowocześniejszymi turbinami, tak jak ma to miejsce w większości krajów w regionie.



Norbert Dwenger

Head of Region Eastern Europe, Interim
Managing Director Poland, Nordex SE

Poland has long been one of the key markets for us. We have a well-established position here through our subsidiary Nordex Polska, and we have recently decided to locate a new company, Nordex International Services, in Elbląg, which provides repair and maintenance services for our wind turbines installed in various European countries and the USA. In Poland, our total supply volume has exceeded 1 GW, with 50 units installed last year alone, and we will build another 150 units this year. Most of the turbines installed – as a result

of the auctions won by our customers in recent years – are 3 to 3.6 MW turbines with rotors between 117 m and 131m, whereas in a few well-re-designed projects we could also deliver 4 MW and 5 MW units with bigger rotors up to 149 m. Currently we have

one project with 11 units of this highly efficient turbine type under construction in Poland.

2023 will clearly be the peak year for new installations in Poland, after which we expect a decline due to the investment gap resulting from, among other things, regulation 10H and the time needed to develop new projects that meet the new 700 m distance limit. The adoption of 700m instead of the previously assumed 500 m is not only a significant reduction in generation potential, but also another factor delaying the arrival of new projects. Many developers were in advanced discussions with municipalities about zoning with 500m in mind, and now in many cases everything has to be started from scratch. Due to the new zoning requirements, it will take at least two years for new projects to be permitted. Some of the lucky ones who can fit in 700 m without zoning changes may come sooner at the ready-to-build stage, but this will not be a large volume. On the other hand, there will certainly also be some close to ready-to-build 500m projects where developers decide not to adopt to 700m, but to wait for further liberalisation towards 500 m after the Polish parliamentary elections.

All this has forced us to develop business in other countries in the region, particularly Estonia and Lithuania. Even in Ukraine, we are currently supplying 10 turbines of 5.5 MW each to a private investor who decided to build a wind farm regardless of the circumstances at his own risk. In Lithuania, we will soon complete the construction of 14 turbines in Mažeikiai (4.5 MW each) and will soon start supplying two projects for Enefit in Lithuania (100 MW) and Estonia (270 MW). The Baltic countries appear to have put RES development on a strategic 'fast track' as a response to the risks that emerged after Russia's aggression in Ukraine. And they are building their portfolio based on state-of-the-art technologies.

As a turbine supplier with our own past development experience, our business model is based on working closely with developers. This offers many advantages to both sides, especially on the flexibility side of projects, which can be adapted to regulatory changes even at a late stage of development. We intend to do the same now in Poland with the 700 m limit, hoping that the regulatory environment with sensible zoning regulations will soon stabilize and allow for modern wind energy development with more efficient state-of-the-art turbines, as is the case in most countries in the region.

zużycia energii 2 MWh w gospodarstwie domowym. Limit ten jest większy, jeśli w danym gospodarstwie domowym zamieszkują osoby z niepełnosprawnością. Oznacza to, że podmioty te korzystają z zamrożonych cen z 2022 r., a po przekroczeniu przewidzianych limitów obowiązuje cena maksymalna 693 PLN/MWh

- 785 PLN/MWh – dla jednostek samorządu terytorialnego, szeroko rozumianych podmiotów użyteczności publicznej, mikro-, średnich i małych przedsiębiorstw. W przypadku wszystkich tych podmiotów limit ceny stosuje się w rozliczeniach w okresie od 1 grudnia 2022 r. do 31 grudnia 2023 r. W celu skorzystania z ceny maksymalnej energii elektrycznej wymienione podmioty musiały złożyć oświadczenie o spełnieniu warunków pozwalających na uznanie ich za odbiorcę uprawnionego.

Odpis na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny

Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny jest państwowym funduszem celowym. Jego dysponentem jest minister właściwy do spraw energii, a zarządzany jest on przez Zarządcę Rozliczeń S.A. W ramach Funduszu (dalej jako: „Fundusz”) gromadzone są środki potrzebne na wypłatę rekompensat dla podmiotów, które w rozliczeniach z odbiorcami uprawnionymi mają obowiązek stosować cenę maksymalną.

Przychody Funduszu pochodzą m.in. z mechanizmu mającego na celu ograniczenie nadmiarowych przychodów wytwórców i spółek obrotu – wytwórcy energii elektrycznej wykorzystujący do wytwarzania energii elektrycznej energię z OZE (wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalnej, hydroenergii, biomasy oraz bioptynów), odpadów, węgla brunatnego, węgla kamiennego, paliw ciekłych i gazowych, oraz spółki obrotu energią elektryczną zostali zobowiązani do dokonywania comiesięcznego odpisu na Fundusz, tj. przekazywania środków pieniężnych ponad określony pułap poprzez dokonywanie tzw. odpisu na Fundusz. Z tego obowiązku wyłączeni zostali przede wszystkim wytwórcy wytwarzający energię elektryczną w jednostce wytwórczej:

- o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 3 MW, w przypadku, gdy wytwórca posiada więcej niż jedną jednostkę wytwórczą (dotyczy to także grup kapitałowych), przy czym moc zainstalowana elektryczna żadnej z tych jednostek nie jest większa niż 1 MW
- będącej instalacją OZE korzystającą z systemu taryf gwarantowanych albo systemu dopłat do ceny rynkowej¹⁸ albo aukcyjnego systemu wsparcia, albo z rozliczeń w ramach spółdzielni energetycznej, ale wyłącznie co do energii elektrycznej sprzedawanej w ten sposób.

Pozostali wytwórcy energii elektrycznej dokonują odpisu na Fundusz zgodnie z przepisami Ustawy o Środkach Nadzwyczajnych, które przewidują zasady obliczania wysokości odpisu, w tym następujący wzór matematyczny:

¹⁸ T.j. systemów wsparcia, o których mowa w art. 70a-70f Ustawy OZE.

living in the household. This means that these entities benefit from the frozen prices of 2022, and are subject to a maximum price of PLN 693/MWh after exceeding the prescribed limits.

- PLN 785/MWh – for local government units, broadly defined public use facilities, micro, medium and small enterprises. For all of these entities, the price cap applies to settlements in the period from December 1, 2022 to December 31, 2023. In order to benefit from the price cap on electricity, the listed entities had to submit a declaration that they met the conditions to be considered an eligible customer.

Contribution to the Fund “Odpis na Fundusz”

The Price Difference Payment Fund (FWRC) is a state special purpose fund. Its disposer is the energy minister, and it is managed by Zarządca Rozliczeń S.A. The FWRC Fund (hereinafter: “the Fund”) collects funds needed to pay compensation to entities that are required to apply a maximum price in their settlements with eligible customers.

The Fund’s revenues are derived, among other things, from a mechanism designed to limit excess revenues for generators and trading companies – electricity generators using energy from RES (wind, PV, geothermal, hydropower, biomass and bioliquids), waste, lignite, hard coal, liquid and gaseous fuels, to generate power, and electricity trading companies have been obliged to make monthly contributions to the Fund, i.e. to transfer cash in excess of a certain cap by making a contribution to the Fund. Generators producing electricity at the following types of generating units were primarily exempted from this obligation:

- with an installed capacity of no more than 1 MW or with a total installed capacity of no more than 3 MW, provided that the generator owns more than one generating unit (this also applies to capital groups), where the installed electrical capacity of none of these units is greater than 1 MW
- that is a RES installation benefiting from a feed-in tariff scheme or a market price subsidy scheme¹⁸ or an auction support scheme or settlement within an energy cooperative, but only with respect to electricity sold in this way.

Other electricity generators shall make a contribution to the Fund in accordance with the provisions of the Emergency Measures Act, which provide rules for calculating the contribution, including the following mathematical formula:

¹⁸ Namely the support schemes referred to in Article 70a-70f of the RES Act.

$$OFd = Wd \times (XCRd - XcLd)$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

OFd – odpis na Fundusz w danym dniu

Wd – wolumen sprzedaży energii elektrycznej w danym dniu

XCRd – średnią ważoną wolumenem cenę rynkową sprzedanej energii elektrycznej w danym dniu

XCLd – średnią ważoną wolumenem limitu ceny sprzedanej energii elektrycznej w danym dniu.

Zaznaczamy przy tym, że 12 maja 2023 skierowany do Sejmu został projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (druk nr 3237). W ramach projektu w Sejmie procedowana jest autopoprawka z dnia 16 maja 2023, która zakłada zmianę sposobu obliczania odpisu na Fundusz, przewidzianego w art. 23 Ustawy o Środkach Nadzwyczajnych. Przepisy w szczególności modyfikują sposób obliczania odpisu na Fundusz w zakresie przychodów ze sprzedaży gwarancji pochodzenia, przychodów z umów związanych ze sprzedażą energii elektrycznej obejmujących instrumenty finansowe, oraz innych przychodów wynikających z dodatkowych rozliczeń pieniężnych.

Limity ceny sprzedanej energii elektrycznej dla wytwórców, w podziale na technologie wytwarzania energii elektrycznej, poddane obowiązkowi odpisu na Fundusz, zostały ustalone w rozporządzeniu Rady Ministrów z 8 listopada 2022 r. w sprawie sposobu obliczania limitu ceny¹⁹. Obliczenie limitu ceny dla konkretnej technologii jest więc kluczowe dla obliczenia ostatecznej wysokości odpisu na Fundusz.

Dla instalacji OZE korzystających z systemu aukcyjnego, w zakresie wolumenu energii elektrycznej nieobjętej aukcyjnym systemem wsparcia, limit ceny stanowi cena zwycięskiej oferty aukcyjnej, podlegająca corocznej waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego. Natomiast dla instalacji OZE niekorzystających z systemu aukcyjnego limit stanowi cena referencyjna w rozumieniu art. 77 ust. 3 pkt 1 Ustawy OZE, obowiązująca w dniu obliczania odpisu na Fundusz, powiększona o dodatek inwestycyjny i na pokrycie kosztów stałych, w wysokości 50 PLN/MWh.

Oprócz obowiązku dokonania odpisu na Fundusz (tj. wpłaty środków pieniężnych), wytwórcy energii elektrycznej powinni także złożyć sprawozdanie potwierdzające odpis na Fundusz. Sprawozdanie przekazuje się do Zarządcy Rozliczeń S.A. w terminie do 20. dnia każdego miesiąca za poprzedni miesiąc.

Ustawa o Środkach Nadzwyczajnych przewiduje sankcje w postaci kar pieniężnych nakładanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w razie niewykonania określonych w niej obowiązków.

¹⁹ Dz.U. z 2022 r., poz. 2284 ze zm.

$$OFd = Wd \times (XCRd - XcLd)$$

where the individual symbols stand for:

OFd – contribution to the Fund on a given day

Wd – volume of electricity sold on a given day

XCRd – the volume-weighted average market price of electricity sold on a given day

XCLd – volume-weighted average cap price of sold electricity on a given day.

We would like to underline that on 12 May 2023, a draft law amending the Energy Law and certain other laws was referred to the Sejm (print no. 3237). As part of the bill, an auto-amendment dated 16 May 2023 is being processed in the Polish Parliament, which provides for a modification of the method of calculating the contribution to the Fund provided for in Article 23 of the Emergency Measures Act. Specifically, the legislation modifies the calculation of the contribution to the Fund with regard to revenues from the sale of guarantees of origin, revenues from contracts related to the sale of electricity involving financial instruments, and other revenues resulting from additional monetary settlements.

The cap price of sold electricity for generators, by generation technology, subject to the mandatory contribution to the Fund is set out in the Ordinance of the Council of Ministers of 8 November 2022 on the method of calculating the price cap.¹⁹ The calculation of the price cap for a specific technology is therefore crucial for the calculation of the final contribution to the Fund.

For RES plants participating in the auction system, with regard to the volume of electricity not covered by the auction support system, the price cap is the price of the winning auction bid, subject to annual adjustment by the annual average consumer price index in the previous calendar year. For RES plants not participating in the auction system, on the other hand, the limit is the reference price, within the meaning of Article 77(3)(1) of the RES Act, in force on the day of calculating the contribution to the Fund, increased by the surcharge for investment and to cover fixed costs in the amount of PLN 50/MWh.

In addition to the obligation to make a contribution to the Fund (i.e. a cash payment), electricity generators should also submit a report confirming the contribution to the Fund. The report shall be submitted to Zarządca Rozliczeń S.A. by the 20th of each month for the previous month.

The Emergency Measures Act provides for sanctions in the form of fines imposed by the President of the Energy Regulatory Office (URE) in the event of failure to comply with the obligations set out therein.

¹⁹ Journal of Laws of 2022, item 2284, as amended.

1.6. Inwestowanie poza systemem wsparcia

Ostatnie aukcje na sprzedaż energii elektrycznej z instalacji OZE zostały przeprowadzone w grudniu 2022 r., spośród siedmiu z nich, jedynie trzy zostały rozstrzygnięte. Pomimo że w 2022 r. do sprzedaży w ramach aukcji przeznaczono ponad 34 TWh energii elektrycznej o łącznej wartości ponad 14,3 mld PLN, ostatecznie zakontraktowano zaledwie ok. 8,5 TWh (25%) energii elektrycznej²⁰.

Jak wskazuje Prezes Urząd Regulacji Energetyki, obecna sytuacja geopolityczna, duża niestabilność rynku energii i zmieniające się otoczenie prawno-regulacyjne niekorzystnie oddziałują na decyzje inwestycyjne oraz atrakcyjność aukcyjnego systemu wsparcia. Zamiast systemu aukcyjnego, coraz większym zainteresowaniem cieszą się długoterminowe umowy sprzedaży energii elektrycznej typu Power Purchase Agreements (PPA)²¹.

1.7. Etap projektowy realizacji elektrowni wiatrowych

System aukcyjny dedykowany jest dla projektów elektrowni wiatrowych, które pomyślnie zakończyły etap projektowy. Aby 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 budowy, oraz
- schemat instalacji odnawialnego źródła energii ze wskazaniem urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej oraz urządzeń służących do wyprodukowania mocy wchodzących w skład tej instalacji, z oznaczeniem lokalizacji urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych oraz miejsca przyłączenia tej instalacji do sieci elektroenergetycznej.

²⁰ <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/aktualnosci/10739,Aukcje-OZE-2022-Prezes-URE-podsumowuje-wyniki-aukcji-na-sprzedaz-energii-elektry.html>

²¹ Ibidem.

1.6. Investing outside the support scheme

The last auctions for the sale of electricity from RES plants were held in December 2022; of the seven auctions, only three were concluded. Although more than 34 TWh of electricity with a total value of more than PLN 14.3 billion was earmarked for auction in 2022, only around 8.5 TWh (25%) of electricity was ultimately contracted.²⁰

As the President of the Energy Regulatory Office points out, the current geopolitical situation, the high instability of the energy market and the changing legal and regulatory environment adversely affect investment decisions and the attractiveness of the auction support system. Instead of the auction system, long-term Power Purchase Agreements (PPAs)²¹ are becoming increasingly popular.

1.7. Design phase of wind turbine development

The auction system is dedicated to wind farm projects that have successfully completed the design phase. In order for a plant to apply for auction support, the generator must first obtain a certificate of admission to the auction. This certificate is issued by the President of the Energy Regulatory Office at the request of the generator, within 30 days. In case of a refusal to issue a certificate, the President of the Energy Regulatory Office shall issue a decision, a complaint against which may be lodged with the District Court in Warsaw – the court for the protection of competition and consumers.

The term of validity of an auction admission certificate is 12 months and it is calculated from the date of issuing the certificate. However, this deadline may not be longer than the expiry date of certain documents, including the building permit.

At the stage of issuing the certificate of admission to the auction, the President of the Energy Regulatory Office verifies:

- whether the plant in question has valid connection conditions or a grid connection agreement in place
- whether the construction permit is final and valid
- in addition, the generator should provide a material and financial schedule for the construction, and
- a scheme of the renewable energy source plant, indicating the energy generation and power output devices forming part of the plant, indicating the location of the metering and billing equipment and the place of its connection to the power grid.

²⁰ <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/aktualnosci/10739,Aukcje-OZE-2022-Prezes-URE-podsumowuje-wyniki-aukcji-na-sprzedaz-energii-elektry.html>

²¹ Ibid.

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 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.

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. developmentu 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 i zjazdów, placów manewrowych i montażowych, omiatania nieruchomości sąsiednich przez śmigła turbiny, tymczasowych luków 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 z 11 kwietnia 2003 r. o kształtowaniu

Originally, the generator was also required to submit a valid environmental decision for the proposed plant, as well as an extract and excerpt from the local zoning plan (if there was one), but now the RES Act no longer stipulates that these documents are necessary for submitting an application for a certificate of admission to the auction. However, this does not mean that the generator does not have to have these decisions and acts. After all, they are necessary for obtaining a construction permit for a wind farm.

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 of April 11, 2003 on shaping of the agricul-

ustroju rolnego²² (dalej jako: „Ustawa o kształtowaniu ustroju rolnego”) istotne ograniczenia w nabywaniu nieruchomości rolnych przez inne podmioty niż rolnik indywidualny. Niemniej jednak w praktyce zdarza się, że przedmiotem nabycia jest również własność nieruchomości, na której ma zostać wybudowana stacja elektroenergetyczna – co jest jednak rzadkością.

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 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 nieważności (por. Art. 9 ust. 1 pkt 2 Ustawy o kształtowaniu ustroju rolnego).

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 ustawy z 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny²³ (dalej jako: „Kodeks cywilny”). 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

²² T.j. Dz.U. z 2022 r., poz. 2569 z zm.

²³ T.j. Dz.U. z 2022 r., poz. 1360 ze zm.

tural system²² (hereinafter: "Act on Shaping the Agricultural System") significant restrictions on the acquisition of agricultural real estate by entities other than the individual farmer. Nevertheless, in practice, it happens that the subject of acquisition is also the ownership of the property on which the substation is to be built – which, however, is rare.

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 infrastructure, 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 (see Art. 9 (1) (2) of the Act on the Formation of the Agricultural System in Poland).

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.²³ 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

²² Consolidated text Journal of Laws 2022, item 2569 as amended.

²³ Consolidated text Journal of Laws 2022, item 1360, as amended.

zostać uznane za umowy najmu. Jako takie, po upływie lat 10 (niezależnie od tego, czy 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 Najwyższego²⁴ 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 (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, jeśli jedna ze stron takiej umowy nie ma statusu przedsiębiorcy. Niemniej jeśli dopuścić taką możliwość, kwestia statusu wydzierżawiającego jako przedsiębiorcy w kontekście długości okresu obowiązywania umowy (10 lub 30 lat), po którym umowa przekształca się w umowę zawartą na czas nieokreślony, podlegającą rozwiązaniu za wypowiedzeniem, straciłaby swoją doniosłość.

W perspektywie oczekiwanego uwolnienia do realizacji części projektów wiatrowych podlegających wcześniej ograniczeniom wynikającym z tzw. reguły 10H, ocena prawna ustanowionych w stosunku do nich, często przed wieloma laty, tytułów do gruntów, w tym w odniesieniu do długości okresu, jaki można uznać za wystarczająco zabezpieczony na cele wybudowania i eksploatacji elementów farmy wiatrowej, nabiera istotnego znaczenia dla samych inwestorów, nabywców takich projektów, jak i na cele ich finansowania. W szczególności weryfikacji musi podlegać długość pozostałego okresu dzierżawy, ryzyko rozwiązania przez wydzierżawiającego umowy w oparciu o ewentualne postanowienia umowy regulujące skutki związane z nierozpoczęciem budowy farmy w określonym terminie, a w przypadku umów przedwstępnych – ich skuteczność i możliwość doprowadzenia do zawarcia przyrzeczonej umowy dzierżawy.

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 przedwczes-

²⁴ Zob. np. wyrok Sądu Najwyższego z 5 października 2012 r., sygn. akt IV CSK 244/12.

(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 Court²⁴ 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 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.

In view of the expected release of some wind projects previously subject to the restrictions of the so-called 10H rule for development, the legal assessment of the land titles established with respect to them, often many years ago, including with regard to the length of the period that can be considered sufficiently secured for the construction and operation of wind farm components, is now of significant importance for the investors, buyers of such projects, as well as for their financing purposes. In particular, the length of the remaining lease term, the risk of termination by the lessor of the agreement based on possible contractual provisions governing the consequences associated with failure to commence construction of the farm by a certain date, and, in the case of preliminary agreements, their effectiveness and ability to bring about the conclusion of the promised lease agreement, must be verified.

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

²⁴ See, for instance, the judgment of the Supreme Court of October 5, 2012, ref. IV CSK 244/12.

snym 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.

W realiach branży znacznie rzadziej zawierane są umowy najmu. Z prawnego punktu widzenia 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.

Natomiast w przypadku sprzedaży egzekucyjnej nieruchomości ochrona wynikająca z zawarcia umowy dzierżawy z datą pewną, wydania nieruchomości lub ujawnienia praw dzierżawcy w księdze wieczystej nie będzie działać. Istnieje bowiem ryzyko nabycia nieruchomości w postępowaniu egzekucyjnym przez osoby, które będą 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 terminu²⁵. Jest to ryzyko charakterystyczne dla całego sektora, wynika ono 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 prawnym²⁶ – nabycie nieruchomości od komornika). Należy zwrócić uwagę, że analogiczne uprawnienie do rozwiązania umowy dzierżawy przysługuje nabywcy nieruchomości będącej przedmiotem sprzedaży w ramach likwidacji masy upadłości – art. 108

²⁵ Art. 1002 zd. 2 ustawy z 17 listopada 1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego (t.j. Dz.U. z 2021 r., poz. 1805 ze zm.).

²⁶ Art. 2a ust. 3 pkt 9) Ustawy o kształtowaniu ustroju rolnego.

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 dominant 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 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.²⁵ 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 state²⁶ – 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 – Article

²⁵ Article 1002, second sentence, of the Act of November 17, 1964. – Code of Civil Procedure (consolidated text, Journal of Laws 2021, item 1805, as amended).

²⁶ Article 2a (3) (9) of the Act on the Formation of the Agricultural System.

ustawy z 28 lutego 2003 r. – Prawo upadłościowe²⁷ (dalej jako: „Prawo upadłościowe”). Co więcej, w pewnych okolicznościach również sam syndyk, za zgodą sędziego-komisarza, może umowę dzierżawy rozwiązać (art. 109 ust. 1 Prawa upadłościowego). Jakkolwiek ogłoszenie upadłości wydzielającego nieruchomości 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. 491¹ 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. 305¹ i nast. Kodeksu cywilnego. Najczęściej spotykaną formą prawną 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 nieruchomości przez nowego właściciela bez obciążeń, nie niweczy praw płynących ze służebności przesyłu. Opisane zalety służebności przesyłu wykazuje niezależnie od tego, czy została ona ustanowiona na czas oznaczony (który może przekraczać charakterystyczny dla dzierżawy okres lat 30), czy nieoznaczony. Należy jedynie wskazać na ryzyko wygaśnięcia służebności przesyłu wskutek jej niewykonywania przez lat 10 (art. 293 §1 w zw. z art. 305⁴ Kodeksu cywilnego). Kwestia ta nabiera doniosłości w kontekście niedawnej liberalizacji tzw. reguły 10H, która może skutkować powrotem na rynek projektów wiatrowych, w których prawa do gruntu (w tym w postaci służebności przesyłu) zostały zabezpieczone przed ponad 10 laty.

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

²⁷ T.j. Dz.U. z 2022 r., poz. 1520 ze zm.

108 of the Law of February 28, 2003. – Bankruptcy Law²⁷ (hereinafter: "Bankruptcy Law"). Moreover, under certain circumstances, the trustee himself, with the consent of the bankruptcy judge, may also terminate the lease agreement (Article 109(1) of the Bankruptcy Law). 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 491¹ 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 305¹ 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 an entitlement to use the real estate for the investor, 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 owner to acquire the property unencumbered, does not invalidate the rights under the transmission easement. The advantages described above are demonstrated by the transmission easement regardless of whether it has been established for a fixed term (which may exceed the period of 30 years characteristic of a lease) or indefinitely. It is only necessary to point out the risk of expiry of the transmission easement due to its non-exercise for 10 years (Article 293(1) in connection with Article 305⁴ of the Civil Code). This issue becomes important in the context of the recent liberalisation of the so-called 10H rule, which may result in the return to the market of wind projects in which rights to land (including in the form of a transmission easement) were secured more than ten years ago.

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.

²⁷ Consolidated text Journal of Laws 2022, item 1520, as amended.

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 z 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami²⁸ 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 lub państwowych osób prawnych 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 orzecznictwie²⁹, 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 właściwego zarządcę drogi: (i) decyzja o lokalizacji w pasie drogowym urządzenia niezwiązanego z potrzebami zarządzania drogą lub potrzebami ruchu drogowego³⁰, a następnie (ii) decyzja zezwalająca na zajęcie pasa drogowego w celu prowadzenia robót w pasie drogowym lub na umieszczenie w nim obiektu lub urządzenia³¹.

²⁸ T.j. Dz.U. z 2023 r., poz. 344.

²⁹ Zob. np. postanowienie Sądu Najwyższego z 27 kwietnia 2017 r., II CSK 412/16 oraz postanowienie Sądu Najwyższego z 28 sierpnia 2020 r., II CSK 20/20.

³⁰ Art. 39 ust. 3 ustawy z 21 marca 1985 r. o drogach publicznych (t.j. Dz.U. z 2023 r., poz. 645, ze zm.).

³¹ Art. 40 ustawy o drogach publicznych.

As an alternative to the usually long-term court procedure for the establishment of an easement, the investor may request that the administrative body (poviat authority, Pol. starosta), pursuant to Article 124 of the Act of August 21, 1997 on real estate management²⁸ (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 landowner does not consent thereto. Similarly, according to Article 124b of the Act on real estate management, the poviat authority may oblige the landowner, perpetual usufructuary or any entity who holds 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 jurisprudential doctrine and subsequently the case law expressed the view²⁹ 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 traffic³⁰, and then (ii) a decision allowing for the occupation of the road lane for the purpose of carrying out construction works in the road lane or placing an object or device in it.³¹

²⁸ Consolidated text Journal of Laws 2023, item 344.

²⁹ See, for instance, the Supreme Court's decision of April 27, 2017, II CSK 412/16, and the Supreme Court's decision of August 28, 2020.

³⁰ Article 39(3) of the Act of March 21, 1985 on Public Roads (consolidated text Journal of Laws of 2022, item 1693, as amended).

³¹ Article 40 of the Act on Public Roads.

Warto w tym miejscu odnotować, że od 29 czerwca 2022 r. obowiązują znowelizowane przepisy ustawy z 21 marca 1985 r. o drogach publicznych (dalej jako: „Ustawa o drogach publicznych”)³² – art. 39 i 40 (a także art. 29) tej ustawy zmienione ustawą z 28 kwietnia 2022 r. o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu oraz niektórych innych ustaw³³ wprowadzające znaczne ułatwienia dla przedsiębiorców, w przypadku których zmiany organizacyjne powodują konieczność wyposażenia w uprawnienia wynikające z wymienionych decyzji innego podmiotu niż ten, na który zostały one pierwotnie wydane. Przed wejściem w życie nowych przepisów Ustawa o drogach publicznych nie zawierała ogólnej regulacji dotyczącej przenoszenia decyzji o wyrażeniu zgody na lokalizację infrastruktury technicznej oraz na zajęcie pasa drogowego na inny podmiot – obowiązywał jedynie art. 40e regulujący przeniesienie decyzji o zezwoleniu na zajęcie pasa drogowego wydanej w odniesieniu do infrastruktury telekomunikacyjnej. Powodowało to konieczność inicjowania – w przypadku potrzeby zmiany pierwotnego adresata decyzji dotyczących innej infrastruktury przesyłowej – kolejnych postępowań o wydanie nowych decyzji w normalnym trybie administracyjnym. Skomplikowało to znacząco i wydłużało czas realizacji rozpoczętych przez dotychczasową stronę decyzji inwestycji. W wyniku omawianej nowelizacji, w aktualnym stanie prawnym organ właściwy do wydania decyzji, za zgodą strony, na rzecz której decyzja została wydana, przenosi tę decyzję na rzecz innego podmiotu, który wyraża zgodę na przyjęcie wszystkich warunków określonych w decyzji. Dodatkowe uproszczenie stanowi to, że z dniem przeniesienia decyzji zezwalającej na lokalizację w pasie drogi publicznej urządzenia obcego niezwiązanego z potrzebami zarządzania drogami lub potrzebami ruchu drogowego, wydanej na podstawie art. 39 ust. 3 Ustawy o drogach publicznych, podmiot, na który została przeniesiona taka decyzja, wstępuje w prawa i obowiązki wynikające z decyzji zezwalającej na zajęcie pasa celem umieszczenia w nim urządzenia liniowego, wydanej na podstawie art. 40 ust. 1 Ustawy o drogach publicznych. Eliminuje to potrzebę osobnego inicjowania postępowania dotyczącego przeniesienia tej ostatniej. Stronami takich postępowań o przeniesienie decyzji są: podmiot, na rzecz którego została wydana decyzja, oraz podmiot, na który decyzja ma zostać przeniesiona.

Należy zaznaczyć, że analogiczną regulację wprowadzono w odniesieniu do przenoszenia decyzji zezwalających na lokalizację lub przebudowę zjazdu wydawanych na podstawie art. 29 Ustawy o drogach publicznych.

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.

³² T.j. Dz.U. z 2023 r., poz. 645.

³³ Dz.U. z 2022 r., poz. 1261.

It is worth noting here that, as of June 29, 2022, the amended provisions of the Public Roads Act of March 21, 1985 (hereinafter: the “Public Roads Act”)³² are in effect – Articles 39 and 40 (as well as Article 29) of this Act, as amended by the Act of April 28, 2022 on Amendments to the Act on Investments in the Liquefied Natural Gas Regasification Terminal in Świnoujście and Certain Other Acts³³, introducing significant facilitations for entrepreneurs in the case of which organizational changes make it necessary to equip a different entity than the one for which they were originally issued with the rights under the said decisions. Prior to the entry into force of the new regulations, the Public Roads Act did not contain a general regulation on the transfer of decisions on permission to locate technical infrastructure and to occupy a road lane to another entity – the only Article in force was Article 40e, which regulated the transfer of a decision on permission to occupy a road lane issued with respect to telecommunications infrastructure. This resulted in the need to initiate – in the case of a need to change the original addressee of decisions on other transmission infrastructure – subsequent proceedings for the issuance of new decisions under the normal administrative procedure. This significantly complicated and prolonged the time for the execution of investments initiated by the existing party to the decision. As a result of the amendment in question the authority competent to issue a decision, with the consent of the party in whose favor the decision was issued, transfers the decision to another entity, which agrees to accept all the conditions set forth in the decision. An additional simplification is that as of the date of transfer of a decision authorizing location of a third-party device not related to road management needs or traffic needs in a public road lane, issued pursuant to Article 39(3) of the Public Roads Law, the entity to which such decision is transferred assumes the rights and obligations arising from the decision authorizing occupation of the lane for the purpose of placing a linear device in it, issued pursuant to Article 40(1) of the Public Roads Law. This eliminates the need to separately initiate proceedings for the transfer of the latter. The parties to such proceedings for the transfer of the decision are: the entity in whose favor the decision was issued and the entity to which the decision is to be transferred.

It should be noted that an analogous regulation has been introduced for the transfer of decisions authorizing the location or reconstruction of an exit ramp issued under Article 29 of the Public Roads Act

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.

³² Consolidated text Journal of Laws 2023, item 645.

³³ Journal of Laws 2022, item 1261.

■ gruntów pokrytych wodami

W przypadku linii energetycznych lokalizowanych pod lub nad gruntami pokrytymi wodami stanowiącymi własność Skarbu Państwa, administrowanych przez Państwowe Gospodarstwo Wodne Wody Polskie, zawierana jest umowa użytkowania w rozumieniu art. 261 ustawy z 20 lipca 2017 r. – Prawo wodne³⁴. 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 spotkać się z praktyką, że po uzyskaniu wymaganych zgód zawierana jest przez takie instytucje – zamiast umowy 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. Te umowy często są zawierane bowiem na czas nieoznaczony, co oznacza, że można je wypowiedzieć w każdym czasie. W praktyce umowy te nie są również, bez zgody właściciela, wpisywane do ksiąg wieczystych.

■ 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 of July 20, 2017.³⁴In 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.

3

Planowanie i zagospodarowanie przestrzenne

3.1. Miejskowy Plan Zagospodarowania Przestrzennego/Plan Ogólny

Miejskowy plan zagospodarowania przestrzennego (dalej jako: „MPZP”) jest aktem prawa miejscowego, uchwalanym dla całego lub części obszaru danej gminy, który określa przeznaczenie, warunki zagospodarowania i zabudowy

³⁴ T.j. Dz.U. z 2022 r., poz. 2625 ze zm.

Spatial planning and zoning

3.1. Local Spatial Development Plan/ General Plan

The Local Spatial Development Plan (the “zoning plan”, or “MPZP”) 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

³⁴ Consolidated text Journal of Laws 2022, item 2625, as amended.

terenu oraz rozmieszczenie inwestycji celu publicznego. Przyjęcie nowego lub zmianę obowiązującego MPZP poprzedzić 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 przestrzennym³⁵, dalej jako: „UPZP”). Zgodnie z nowelizacją UPZP³⁶ 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).

Wraz z wejściem w życie ustawy z 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych³⁷ (dalej jako: „Ustawa odległościowa”) lokalizacja elektrowni wiatrowych o mocy większej niż moc mikroinstalacji stała się możliwa jedynie w oparciu o MPZP. Na mocy tej ustawy wprowadzono także tzw. zasadę 10H, w myśl której budowa elektrowni wiatrowej była dopuszczalna wyłącznie w minimalnej odległości 10-krotności całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej od budynku mieszkalnego (lub budynku o funkcji mieszanej, w skład której wchodzi funkcja mieszkaniowa). Odległość ta musiała być także zachowana w przypadku lokalizacji farmy wiatrowej również od form ochrony przyrody i leśnych kompleksów promocyjnych.

Organy przy sporządzaniu i uchwalaniu studium i MPZP lub ich zmiany, które przewidują lokalizację elektrowni wiatrowej na terenie gminy, zobowiązane były do uwzględnienia minimalnej odległości wynikającej z zasady 10H. Zgodnie z przepisami ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, MPZP musiał 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 wyznaczane z uwzględnieniem maksymalnej całkowitej wysokości

³⁵ T.j. Dz.U. z 2022 r., poz. 503, ze zm.

³⁶ Dz.U. z 2021 r., poz. 1873.

³⁷ T.j. Dz.U. z 2021 r., poz. 724.

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 a commune/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)³⁵, hereinafter referred to as: “Spatial Planning Act”). Pursuant to the amendment to the Spatial Planning Act³⁶ effective as of October 30, 2021, 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).

With the entry into force of the Act of May 20, 2016 on Wind Farm Investments³⁷ (hereinafter: the “Distance Law”), the location of wind farms with a capacity greater than that of a micro-installation become possible only on the basis of a zoning plan. The Distance Law introduced the so-called 10H rule, according to which the construction of a wind farm was 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 had to be maintained also from nature protection forms and forest promotion complexes.

When preparing and adopting studies and zoning plans, or amendments thereto, which provide for the location of a wind farm, the authorities had to consider the minimum distance resulting from the 10H rule. Pursuant to the provisions of the Wind Energy Investment Act, a zoning plan had to 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 included a residential function could be located and which boundaries were determined with respect to the maximum total height of the wind farm specified in that zoning plan. The interim provisions of Wind

³⁵ Consolidated text Journal of Laws 2022, item 503, as amended.

³⁶ Journal of Laws 2021, item 1873.

³⁷ Consolidated text, Journal of Laws 2021, item 724.

elektrowni wiatrowej określonej w tym MPZP. Przepisy przejściowe tej ustawy stanowiły, że zachowują ważność studia uchwalone przed jej wejściem w życie (tj. przed 16 lipca 2016 r.) oraz 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.

23 kwietnia 2023 r. weszła w życie ustawa z 9 marca 2023 r. o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw³⁸ (w niniejszym opracowaniu jako: „Nowelizacja Ustawy odległościowej”), na mocy której utrzymano generalną zasadę lokowania elektrowni wiatrowych wyłącznie na podstawie MPZP, jak i ustawową minimalną odległość elektrowni wiatrowej od budynków mieszkalnych lub budynków o funkcji mieszanej, w skład której wchodzi funkcja mieszkaniowa, jako nie mniejszą niż 10-krotność całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej. Nowelizacja Ustawy odległościowej przewiduje jednak, że w MPZP może zostać określona inna odległość elektrowni wiatrowej, z uwzględnieniem bezwzględnej odległości minimalnej, tj. 700 metrów.

Oprócz powyższego, przewidziano konieczność zachowania odległości elektrowni wiatrowych od sieci elektroenergetycznej najwyższych napięć, rozumianej jako linia elektroenergetyczna najwyższych napięć lub stacja elektroenergetyczna najwyższych napięć, która jest częścią sieci przesyłowej w rozumieniu art. 3 pkt 11a Prawa energetycznego. Odległość, która musi być zachowana, wynosi minimum 3-krotność maksymalnej średnicy wirnika wraz z łopatomy albo 2-krotność maksymalnej całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej w zależności od tego, która z tych wartości jest większa.

Postanowiono także wprowadzić zakaz lokalizacji elektrowni wiatrowych na wybranych obszarach objętych ochroną przyrody, tj. na terenach parków narodowych, rezerwatów przyrody, parków krajobrazowych, obszarów Natura 2000. Wymóg zachowania 10-krotności całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej pozostawiono jedynie w odniesieniu do parku narodowego, natomiast w stosunku do rezerwatu przyrody wprowadzono wymóg zachowania 500 metrów odległości.

W razie lokalizowania elektrowni wiatrowej odległość będzie należało liczyć od linii rozgraniczającej teren, którego sposób zagospodarowania określony w MPZP dopuszcza budowę elektrowni wiatrowej. Warto zauważyć, że postanowiono zrezygnować z obowiązku uwzględniania w studiach ww. odległości elektrowni wiatrowych od zabudowań mieszkalnych, sieci elektroenergetycznych najwyższych napięć czy obszarów ochrony przyrody. Ponadto zdecydowano się zdefiniować, czym jest budynek o funkcji mieszanej, wskazując, że chodzi o budynek przeznaczony na stały

³⁸ Ustawa z 9 marca 2023 r. o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2023 r., poz. 533).

Energy Investment Act indicated 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, remained valid. However, if such zoning plan provided for the location of a wind farm which did not meet the distance requirements, the issuance of a construction permit, as well as an environmental decision for such investment, was prohibited.

On April 23, 2023, the Act of March 9, 2023 on Amendments to the Wind Farm Investment Act and Certain Other Acts³⁸ (hereinafter referred to as the “Amendment to the Distance Law”) entered into force, pursuant to which, the general principle of locating wind power plants solely on the basis of a zoning plan was maintained, as well as the statutory minimum distance of a wind power plant from residential buildings or mixed use buildings that include a residential function, as not less than 10 times the total height of the wind power plant. However, the amendment to the Distance Law stipulates that the zoning plan may specify a different distance of the wind power plant, taking into account the absolute minimum distance of 700 meters.

In addition to the above, there is provision for the need to maintain a distance between wind power plants and the ultra-high voltage power grid, understood as an ultra-high voltage power line or an ultra-high voltage substation, which is part of the transmission grid within the meaning of Article 3(11a) of the Energy Law. The distance that must be maintained is a minimum of 3 times the maximum diameter of the rotor including blades or 2 times the maximum overall height of the wind power plant, whichever is greater.

It was also decided to prohibit the location of wind turbines in selected forms of nature conservation, i.e. in national parks, nature reserves, landscape parks, Natura 2000 areas. The requirement to maintain 10 times the total height of a wind turbine was retained only for national parks, while a 500-meter distance requirement was introduced for a nature reserve.

In the case of locating a wind farm, the distance will have to be counted from the line separating the area the development of which, as specified in the LSDP, allows the construction of a wind farm. It is worth noting that it was decided to resign from the obligation to take into account in studies the aforementioned distances of wind power plants from residential buildings, ultra-high voltage power grids or forms of nature conservation. Moreover, it was decided to define what a mixed-function building is, indicating that it is a building intended for a permanent residence of people, in

³⁸ Act of March 9, 2023, amending the Wind Farm Investment Act and certain other laws (Journal of Laws 2023, item 533).

pobyt ludzi, w którym funkcja mieszkalna stanowi ponad połowę jego powierzchni użytkowej.

Od ww. zasad wprowadzono wyjątek w przypadku ubiegania się o wydanie dla elektrowni wiatrowej decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach lub pozwolenia na budowę w oparciu o MPZP obowiązujące w dacie wejścia w życie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (tj. 16 lipca 2016 r.) oraz te, dla których w tej dacie dokonano publicznego wyłożenia. W takim przypadku wskazano, że nie ma obowiązku badania spełnienia wymogu 10-krotności całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej od zabudowań mieszkalnych, wymogów zachowania odległości od sieci elektroenergetycznej najwyższych napięć czy też odległości od formy ochrony przyrody, jak również zakazu lokalizacji na wybranych formach ochrony przyrody.

Nowelizacja Ustawy odległościowej weszła w życie 23 kwietnia 2023 r., z wyjątkiem przepisów dotyczących możliwości zaliczenia mieszkańców gminy, na której terenie będzie lokalizowana elektrownia wiatrowa, do katalogu prosumentów wirtualnych, które wejdą w życie 2 lipca 2024 r.

Zgodnie z Nowelizacją Ustawy odległościowej, MPZP, na podstawie którego ma być lokalizowana elektrownia wiatrowa, określa maksymalną całkowitą wysokość elektrowni wiatrowej, maksymalną średnicę wirnika wraz z łopatom oraz maksymalną liczbę elektrowni wiatrowych. Obowiązek uchwalenia MPZP dotyczy całego obszaru położonego w granicach gminy, w której jest lokalizowana elektrownia wiatrowa, znajdującego się w odległości 10H, chyba że w MPZP zostanie określona inna odległość, nie mniejsza niż 700 metrów. W uzasadnieniu dołączanym do projektu uchwały w sprawie przystąpienia do sporządzania MPZP, przewidującego lokalizację elektrowni wiatrowej, zamieszcza się w szczególności maksymalną całkowitą wysokość elektrowni wiatrowej, maksymalną średnicę wirnika wraz z łopatom oraz maksymalną liczbę elektrowni wiatrowych, które zostaną określone w MPZP.

W sytuacji, gdy odległość elektrowni wiatrowej od budynku mieszkalnego albo budynku o funkcji mieszanej jest mniejsza niż 10-krotność całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej, jak również wykracza poza granice gminy, w której będzie zlokalizowana ta elektrownia wiatrowa, konieczne jest, aby MPZP zostało sporządzone również w gminie pobliskiej co najmniej dla położonego na jej terenie obszaru znajdującego się w odległości nie większej niż 700 metrów od tej elektrowni wiatrowej. Co istotne, nie musi być to koniecznie gmina bezpośrednio sąsiadująca z gminą, w której będzie zlokalizowana elektrownia wiatrowa, ale powinna się znajdować w zasięgu 10-krotności maksymalnej całkowitej wysokości danej elektrowni wiatrowej.

Dokonanie wyboru lokalizacji farmy wiatrowej wymaga zatem szczegółowej weryfikacji sytuacji planistycznej na danym obszarze, tj. czy na terenie takim obowiązuje MPZP,

which the residential function constitutes more than half of its usable area.

An exception to the above-mentioned rules has been introduced in the case of applying for a decision on environmental conditions or a construction permit for a wind power plant based on the zoning plan in effect on the date of entry into force of the Wind Farm Investment Act (i.e. 16 July 2016) and those for which a public hearing has been held on that date. In such a case, it has been indicated that there is no obligation to examine whether the requirement of maintaining a distance of 10 times the total height of the wind power plant from residential buildings, the requirements of maintaining a distance from the highest voltage power grid or the distance from a form of nature conservation as well as the prohibition of location on selected forms of nature conservation have been met.

The amendment to the Distance Act entered into force on April 23, 2023, with the exception of the provisions concerning the possibility of including residents of the commune where the wind farm will be located in the catalogue of virtual prosumers, which will enter into force on July 2, 2024.

Pursuant to the Amendment to the Distance Act, the zoning plan under which a wind farm is to be located determines the maximum total height of the wind farm, the maximum diameter of the rotor including blades and the maximum number of wind farms. The obligation to adopt the zoning plan applies to the entire area located within the boundaries of the municipality in which the wind power plant is located, located at a distance of 10H, unless a different distance, not less than 700 metres, has been specified in the zoning plan. In the statement of reasons attached to the draft resolution on commencing the preparation of a zoning plan providing for the location of a wind power plant, the maximum total height of the wind power plant, the maximum diameter of the rotor including blades and the maximum number of wind power plants to be specified in the zoning plan shall be included in particular.

In a situation where the distance of a wind power plant from a residential building or a mixed-use building is less than 10 times the total height of the wind power plant, plus it exceeds the boundaries of the commune/municipality (Pol: *gmina*) where the wind power plant will be located, it is necessary for the zoning plan to be drawn up also in the nearby gmina at least for the area located within its territory at a distance of no more than 700 meters from the wind power plant. Importantly, this does not necessarily have to be a gmina directly adjacent to the one where the wind power plant will be located, but it should be within 10 times the maximum overall height of the wind power plant in question.

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

a w przypadku odpowiedzi pozytywnej – czy obowiązujący MPZP dopuszcza lokalizację planowanej inwestycji. W przypadku braku MPZP lub postanowień wyłączających taką możliwość konieczne będzie uchwalenie lub zmiana MPZP.

Nowelizacja Ustawy odległościowej nałożyła dodatkowe, w porównaniu z UPZP, wymogi na etapie uchwalania lub zmiany MPZP lokalizujących elektrownie wiatrowe. Wprowadzono obowiązek ogłoszenia w prasie miejscowej oraz obwieszczenia i udostępnienia w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej urzędu gminy lub miasta, oraz w sposób zwyczajowo przyjęty w danej miejscowości w gminie, gdzie jest lokalizowana elektrownia wiatrowa, jak i w gminie pobliskiej, informacji o podjęciu uchwały o przystąpieniu do sporządzenia MPZP. Wprowadzono obowiązek uzyskania opinii wójta, burmistrza albo prezydenta miasta gminy pobliskiej, dotyczącej projektu MPZP sporządzanego w celu lokalizacji elektrowni wiatrowej. Mieszkańcy gmin pobliskich będą również informowani o terminach zaopiniowania projektu MPZP. Obligatoryjne jest zorganizowanie na etapie podjęcia uchwały o przystąpieniu do sporządzenia MPZP, a kolejno po wyłożeniu projektu MPZP wraz z prognozą oddziaływania na środowisko, co najmniej jednej dyskusji publicznej w formie spotkania bezpośredniego oraz co najmniej jednej dyskusji publicznej prowadzonej za pomocą środków porozumiewania się na odległość, umożliwiającej zabieranie głosu, zadawanie pytań oraz składanie uwag nad rozwiązaniami możliwymi do ujęcia w MPZP lub dotyczącymi już przyjętych w projekcie MPZP rozwiązań. W dyskusjach publicznych obowiązkowo biorą udział wójt, burmistrz albo prezydent miasta, jego zastępca lub sekretarz gminy, przedstawiciel gminnej komisji urbanistyczno-architektonicznej oraz przedstawiciel inwestora planującego inwestycję polegającą na budowie lub przebudowie elektrowni wiatrowej – jeżeli występuje.

Dodać należy, że MPZP obowiązujące w dniu wejścia w życie Nowelizacji Ustawy odległościowej zachowują moc.

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 ryzyka prawnego, które mogłyby w przyszłości skutkować wstrzymaniem produkcji.

Warto zwrócić uwagę, że:

- pożądane 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

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 amendment to the Distance Act imposed additional requirements, compared to the UPZP Spatial Planning Act, at the stage of enacting or amending a zoning plan providing for the location of wind farms. An obligation was introduced to publish in the local press and to announce and make available in the Public Information Bulletin on the website of the Commune Office or Municipal Office, as well as in the customary manner used in a given location in the gmina where the wind farm is to be located and in the neighboring gmina, information on adopting a resolution on commencing the preparation of a zoning plan. An obligation to get an opinion from the head of the neighboring commune (Pol: *wójt*) or the mayor of the neighboring municipality on the draft zoning plan prepared to locate a wind farm has been introduced. The residents of the nearby gminas will also be informed about the deadlines for the assessment of the draft zoning plan. At the stage of adopting the resolution on commencing the preparation of the zoning plan, and subsequently after the public display of the zoning plan draft together with the environmental impact assessment, it is obligatory to organize at least one public discussion in the form of a direct meeting and at least one public discussion conducted by means of distance communication, which allows the public to voice opinions, ask questions and submit comments on solutions which can be included in the zoning plan or which concern the solutions already adopted in the zoning plan draft. The public discussions are obligatorily attended by the head of the commune, the mayor or the president of the city, their deputy or the secretary of the commune, the representative of the communal urban planning and architectural commission and the representative of the investor planning an investment involving the construction or reconstruction of a wind farm.

It should be added that the zoning plans in force on the date of entry into force of the Amendment to the Distance Act remain in force.

The provisions of the zoning plan are the basis for issuing administrative decisions, including decisions that are key to the development of a wind farm, such as a decision on environmental conditions or a construction permit. It will therefore depend on the completion of the planning procedure whether the wind farm project will be developed without legal risks that could result in the suspension of production in the future.

It is worth noting that:

- it is desirable that the zoning plan includes in its scope all the infrastructure facilities of the wind farm
- the provisions of the zoning plan should determine the maximum parameters of wind turbines (e.g., height of the tower, diameter of the rotor, acoustic impact), instead of indicating specific values – as these terms should be

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 uniemożliwia ich realizację³⁹. 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.

Zasadne jest zaznaczenie, że system planowania i zagospodarowania przestrzennego zostanie w najbliższym czasie poddany znacznym modyfikacjom. 23 marca 2023 r. do Sejmu wpłynął Rządowy projekt ustawy o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym i niektórych innych ustaw⁴⁰. Przedstawia on zmiany, których celem jest uproszczenie, ujednoczenie oraz przyspieszenie procedur planistycznych w Polsce. Proponuje się wprowadzenie planu ogólnego gminy (dalej jako: „Plan ogólny”), jako obligatoryjnie sporządzanego dokumentu planistycznego o zasięgu całej gminy. Plan ogólny będzie aktem prawa miejscowego, który zastąpi studium jako dokument, z którym badana będzie zgodność MPZP, ale także będzie stanowił podstawę prawną decyzji WZ. Plan ogólny będzie zawierał ustalenia dotyczące funkcji terenów dopuszczalnych do wyznaczenia w dokumentach niższego szczebla

³⁹ Wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z 12 marca 2013 r., sygn. akt I OSK 1761/12.

⁴⁰ Projekt ustawy o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz niektórych innych ustaw (UD369).

flexible enough to ensure the possibility of modifying the parameters of the equipment to the needs of the investor, without the need to later amend the zoning plan

- ensuring proper public participation is a particularly important element of the planning procedure. A failure to comply with the obligation to announce the commencement of the preparation of a zoning plan and to allow the local community to become familiar with the draft zoning plan and to submit comments to it may result in the invalidity 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 exercise.³⁹ 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.

It should be noted that the planning and zoning system will undergo significant modifications in the near future. As of March 23, 2023, the Government draft Act Amending the Act on Planning and Spatial Development and certain other laws was submitted to the Sejm.⁴⁰ It presents changes aimed at simplifying, unifying and expediting planning procedures in Poland. It has been proposed to introduce a general plan for a commune/municipality (hereinafter: “General Plan”), as a mandatory planning document covering the entire commune/municipality. The General Plan will be an act of local law that will replace the study of spatial development conditions as the document against which the compliance of the zoning plan will be examined, but will also provide the legal basis for the zoning decision (Pol. WZ). The General Plan will contain arrangements for the use of sites permitted to be designated in lower-level documents, as well as general

³⁹ Judgment of the Supreme Administrative Court of March 12, 2013, ref. I OSK 1761/12.

⁴⁰ Draft Act amending the Act on spatial planning and spatial development and certain other acts (UD369).

Transformacja energetyczna nie może zagrazać bezpieczeństwu energetycznemu i suwerenności Polski. Nie można prowadzić transformacji energetycznej bez zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii dla wszystkich odbiorców. Dlatego niezależność i bezpieczeństwo energetyczne powinny być budowane w oparciu o lokalne źródła energii, jak np. farmy wiatrowe na lądzie i morzu czy fotowoltaika. W przyszłości, w połączeniu z energetyką jądrową, to one będą stanowić o bezpieczeństwie energetycznym Polski. Morskie i lądowe farmy wiatrowe oraz instalacje fotowoltaiczne to jednostki wytwarzające czystą energię niezależnie od cen paliw, koniunktury gospodarczej i geopolityki. Energia z OZE nie jest obciążona opłatami za emisję CO₂, które z roku na rok są coraz wyższe, podnosząc tym samym koszty wytwarzania energii w innych źródłach.



Wojciech Dąbrowski
Prezes zarządu, PGE Polska Grupa Energetyczna
President of the Management Board of PGE Polska Grupa Energetyczna

Grupa PGE jest liderem zielonej energetyki w Polsce, a Polacy już teraz korzystają z energii elektrycznej wyprodukowanej przez źródła przyjazne środowisku. Tylko w 2022 r. energia wyprodukowana przez PGE z wiatru, wody i słońca osiągnęła rekordowy poziom 1931 GWh, czyli o 5,3% więcej niż rok wcześniej. Oznacza to, że już teraz jesteśmy w stanie pokryć energią z OZE roczne zapotrzebowanie 860 tys. gospodarstw domowych. To tak, jakby przez cały rok zapewniać energię elektryczną dla wszystkich mieszkańców województwa łódzkiego. Na ten wynik bezsprzecznie wpływ miały nowe farmy wiatrowe w portfelu PGE, nabyte w 2022 r. Chodzi o farmy wiatrowe Radzyń, Ścieki i Józwin o łącznej mocy 84,2 MW. Po finalizacji transakcji moc zainstalowana Grupy PGE w tej technologii wzrosła o 12%, do ponad 770 MW, i umocniła PGE na pozycji największego krajowego wytwórcy energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych.

Strategicznym celem Grupy PGE jest zwiększenie o 1 GW (czyli łącznie do 1,7 GW) mocy w lądowych farmach wiatrowych do 2030 r., zarówno poprzez rozwój własnych projektów, jak i potencjalne akwizycje. Duże znaczenie odegra tu liberalizacja zasady 10H. Umożliwienie gminom zmniejszenia odległości turbin od zabudowań mieszkalnych stworzy korzystniejsze warunki inwestycyjne, a my będziemy mogli realizować wcześniej zawieszane inwestycje.

Bardzo ważna dla nas będzie także decyzja Unii Europejskiej dotycząca wydzielenia obszarów dedykowanych rozwojowi OZE, tzw. go-to-areas, w których uzyskanie pozwoleń na inwestycje w OZE ma przebiegać w uproszczonym trybie, a proces administracyjny będzie skrócony do minimum. Już teraz wiemy, że proces akceleracji OZE w tych obszarach ma trwać 12 miesięcy, a poza nimi maksymalnie 24 miesiące, co oznacza duże ułatwienie dla branży. Niewątpliwie wprowadzenie tej regulacji będzie sprzyjać nowym inwestycjom także w energię wiatrową.

Inwestycje w lądowe farmy wiatrowe to jeden z kierunków transformacji energetycznej Polski. To także istotny element planu dekarbonizacji Grupy PGE, który doprowadzi do osiągnięcia neutralności klimatycznej Grupy do 2050 r.

The energy transition must not threaten Poland's energy security and sovereignty. The energy transition cannot be carried out without ensuring the security of energy supply for all consumers. This is why energy independence and security should be built on the basis of local energy sources, such as onshore and offshore wind farms and photovoltaics. In the future, in combination with nuclear power, these will drive Poland's energy security. Investments in new capacities, based on domestic energy resources, are essential to keeping the energy

sector in Polish hands and being able to decide on the directions of its development. Offshore and onshore wind farms and photovoltaics are units that produce clean energy irrespective of fuel prices, the economic situation and geopolitics. Energy from renewable sources is also not burdened by CO₂ emission

fees, which are increasing year by year, thus raising the cost of energy generation.

Therefore, green investments are essential for the Polish economy and energy sector. PGE Group is the leader of green energy in Poland, and Poles are already benefiting from electricity produced by environmentally friendly sources. In 2022 alone, energy produced by PGE from wind, water and solar reached a record high of 1931 GWh, 5.3% more than the year before. This means that we are already able to cover the annual demand of 860 000 households with renewable energy sources. This is as if we were providing electricity for all the inhabitants of the Łódź voivodship for an entire year. This result was undoubtedly influenced by the new wind farms in PGE's portfolio, acquired in 2022. These are the Radzyń, Ścieki and Józwin wind farms with a total capacity of 84.2 MW. Following the closing of the transaction, PGE Group's installed capacity in this technology increased by 12%, to over 770 MW, strengthening PGE's position as the largest domestic producer of electricity from renewable sources.

PGE Group's strategic objective is to ramp up onshore wind capacity by 1 GW by 2030. This means that in less than seven years we will have 1.7 GW of onshore capacity. To achieve this goal, PGE Group is planning its own investments as well as analysing potential acquisitions. The liberalisation of the 10H Act has a major impact on project development. Allowing municipalities to reduce the distance of turbines from residential buildings will create more favourable investment conditions, and we will be able to implement previously suspended investments.

Also very important for us will be the decision of the European Union regarding the separation by the states of areas dedicated to the development of RES, the go-to-areas, where obtaining permits for RES investments, including onshore wind, should take place in a simplified procedure and the process of issuing administrative permits will be shortened to a minimum. We already know that the RES acceleration process in these areas is expected to take 12 months, but also outside these areas a maximum of 24 months, meaning a big facilitation for the industry. Undoubtedly, the introduction of this regulation will encourage new investments in wind assets as well.

It should be remembered that investments in onshore wind farms are one of the directions of Poland's energy transition. For PGE Group, it is also an important element of its decarbonisation plan, which will lead to the Group achieving climate neutrality by 2050.

oraz ramowe ustalenia dotyczące kształtowania zabudowy i zagospodarowania terenu, z którymi dokumenty te będą musiały zachowywać zgodność. Planuje się, że dotychczasowe studia zachowają moc do dnia wejścia w życie planu ogólnego, ale nie dłużej niż do 31 grudnia 2025 r.

Ustawodawca przewidział również zmiany w zakresie MPZP, w tym kwestii związanych z procedurą jego uchwalenia. Warto zauważyć, że przewiduje się przeprowadzenie szerokiej partycypacji społecznej na etapie uchwalania i opracowywania aktów planowania przestrzennego zamiast etapu wyłożenia projektu planu do publicznego wglądu. Rozszerzono katalog możliwych form przeprowadzania konsultacji oraz określono szczegółowe zasady ich organizacji.

System planowania przestrzennego zostanie uzupełniony o nowe narzędzie planistyczne, którym będzie zintegrowany plan inwestycyjny (dalej jako: „ZPI”). Dzięki niemu możliwe będzie uchwalenie specjalnego rodzaju MPZP, a w konsekwencji zrealizowanie danej inwestycji przy współudziale inwestora, co na podstawie dotychczasowych przepisów nie było możliwe. Wskazuje się, że nadanie ZPI rangi MPZP zwiększy udział mieszkańców w postępowaniu i uporządkuje zasady lokalizacji inwestycji, wprowadzając warunek zgodności z planem ogólnym, jak przy każdym MPZP. ZPI ma być uchwalany przez radę gminy na wniosek inwestora, po przeprowadzeniu negocjacji i zawarciu umowy urbanistycznej, określającej zasady i warunki realizacji inwestycji oraz zobowiązania stron umowy. W przypadku uchwalenia ZPI na obszarach objętych już MPZP, ZPI zastąpi dotychczas obowiązujący MPZP. Na chwilę obecną nie jest pewne, czy ZPI będzie mógł być uchwalony dla inwestycji w postaci elektrowni wiatrowych.

3.2. Warunki zabudowy

Lokalizowanie elektrowni wiatrowych do czasu wejścia w życie Ustawy odległościowej dopuszczalne było także na podstawie decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu (dalej jako: „decyzja WZ”) jako alternatywnego do MPZP instrumentu planowania przestrzennego. Możliwość ta została wyłączona poprzez wprowadzenie obowiązku lokalizacji farm wiatrowych wyłącznie na podstawie MPZP. Zgodnie z przepisami przejściowymi Ustawy odległościowej, postępowania 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.

arrangements for the formation of development and use of land, with which these documents will have to be in compliance. It is planned that the existing studies will remain in force until the date of entry into force of the general plan, but no longer than December 31, 2025.

The lawmakers also envisaged changes to the zoning plan, including issues related to the procedure for its adoption. It is worth noting that it is envisaged to conduct extensive public participation at the stage of enactment and development of spatial planning acts, instead of the stage of submitting the draft plan for public review. The catalog of possible forms of consultations has been expanded and detailed rules for their organization have been specified.

The spatial planning system will be supplemented by a new planning tool, which will be the Integrated Investment Plan (Pol: *Zintegrowany Plan Inwestycyjny* (hereinafter: “ZPI”). Thanks to it, it will be possible to enact a special type of a zoning plan and, consequently, to develop a particular project with the participation of the investor, which was not possible under the previous legislation. It is pointed out that giving ZPI the rank of a zoning plan will increase the participation of residents in the proceedings and will help organize the rules for locating projects, introducing the condition of compliance with the General Plan, as in the case of the zoning plan. A ZPI is to be enacted by the commune/municipal council at the request of the investor, after negotiations and the conclusion of an urban planning agreement, specifying the terms and conditions for the execution of the project and the obligations of the parties to the agreement. If the ZPI is adopted in areas already covered by a zoning plan, the ZPI will replace the existing zoning plan. At the moment it is uncertain whether a ZPI can be enacted for wind farm projects.

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. Lokalizacja inwestycji celu publicznego

Choć pożądanym jest, aby MPZP obejmował wszystkie elementy infrastrukturalne farmy wiatrowej, wynikający z Ustawy o odległościowej 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 publiczne⁴¹, 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 z 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami⁴², i możliwe jest uzyskanie dla niej decyzji LICP⁴³.

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, urządzenia wytwarzające 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 prawa⁴⁴. Jak rozstrzygnął jednak Naczelny Sąd Administracyjny⁴⁵, 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.

⁴¹ 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.

⁴² T.j. Dz.U. 2023 r., poz. 344.

⁴³ Zob. np. wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z 4 sierpnia 2011 r., sygn. akt II OSK 1133/11 oraz wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z 14 czerwca 2019 r. sygn. akt II OSK 2031/17.

⁴⁴ Wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Warszawie z 19 czerwca 2013 r., sygn. akt IV SA/Wa 750/13.

⁴⁵ Wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z 2 czerwca 2015 r., sygn. akt II OSK 2669/13.

3.3. 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 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,⁴¹ 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,⁴² and thus it is possible to obtain the LPPI decision for such infrastructure.⁴³

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.⁴⁴ However, as the Supreme Administrative Court stated,⁴⁵ 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.

⁴¹ As per Article 2(5) of the UPZP Spatial Planning Act, a public purpose investment is an activity of local (gmina) and supra-local (powiat, provincial and national), as well as national (also including international and supra-regional investments), and metropolitan (covering a metropolitan area) significance, regardless of the status of the entity undertaking these activities and the sources of their financing, constituting the realization of the objectives referred to in Article 6 of the Act of August 21, 1997 on Real Estate Management.

⁴² Consolidated text Journal of Laws of 2023, item 344.

⁴³ See, for instance, the judgment of the Supreme Administrative Court of August 4, 2011, ref. II OSK 1133/11, and the judgment of the Supreme Administrative Court of June 14, 2019, ref. II OSK 2031/17.

⁴⁴ Judgment of the Provincial Administrative Court in Warsaw of June 19, 2013, ref. IV SA/Wa 750/13.

⁴⁵ Judgment of the Supreme Administrative Court of June 2, 2015, ref. no. II OSK 2669/13.

4.1. Ocena oddziaływania na środowisko

W toku postępowania o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach (dalej jako: „DŚU”) może zająć 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”), 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 środowisko⁴⁶.

Raport OOŚ jest wymagany w przypadku, gdy planowane przedsięwzięcie zalicza się do przedsięwzięć mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko. Dokument ten może być wymagany również w przypadku, 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 mniejszej niż 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 OOŚ w odniesieniu do przedsięwzięcia objętego wnioskiem.

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

Raport OOŚ powinien przedstawiać opis co najmniej trzech wariantów realizacji przedsięwzięcia: wariant proponowany przez wnioskodawcę, racjonalny wariant alternatywny oraz racjonalny wariant najkorzystniejszy dla środowiska. Co więcej, Raport OOŚ 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

⁴⁶ T.j. Dz.U. z 2022 r., poz. 1029 ze zm.

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 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.⁴⁶

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

⁴⁶ Consolidated text, Journal of Laws 2022, item 1029, as amended.

do skumulowania oddziaływań z planowanym przedsięwzięciem. Istotne jest także przedstawienie informacji nt. oddziaływania akustycznego przedsięwzięcia na środowisko. W Raporcie OOŚ należy także szczegółowo zbadać wpływ farmy wiatrowej na tereny podlegające ochronie, w tym na obszary Natura 2000.

Po przedłożeniu Raportu OOŚ przez inwestora organ występuje o uzgodnienie warunków realizacji przedsięwzięcia oraz przesyła Raport OOŚ do wyspecjalizowanych organów w celu zasięgnięcia ich opinii, tj. Regionalnej Dyrekcji Ochrony Środowiska, Państwowej Inspekcji Sanitarnej oraz Państwowego Gospodarstwa Wodnego Wody Polskie. 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 zapewnienie 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 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.

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 Natura 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 consultations 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 a successful completion of the above-mentioned procedure, the authority issues the decision on environmental conditions, 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

A decision on environmental conditions ("DŚU") 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 decision on environmental conditions 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

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 MPZP.

Na skutek nowelizacji⁴⁷, 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. Minimalna odległość od terenów chronionych

Ustawa odległościowa wprowadziła minimalną odległość od elektrowni wiatrowej do zabudowań mieszkalnych lub form ochrony przyrody oraz leśnych kompleksów promocyjnych. Odległość ta miała być równa lub większa od 10-krotności wysokości elektrowni wiatrowej mierzonej od poziomu gruntu do najwyższego punktu budowli, wliczając elementy techniczne, w szczególności wirnik wraz z łopatom (tzw. zasada 10H).

Z dniem 23 kwietnia 2023 r., na mocy Nowelizacji Ustawy odległościowej, weszły w życie nowe zasady lokalizowania elektrowni wiatrowych względem budynków mieszkalnych, budynków o funkcji mieszanej, sieci elektroenergetycznych najwyższych napięć, parków narodowych i rezerwatów przyrody. Utrzymano zasadę, że lokalizacja elektrowni wiatrowej może nastąpić wyłącznie na podstawie MPZP.

Wedle nowych przepisów odległość elektrowni wiatrowej od budynku mieszkalnego albo budynku o funkcji mieszanej ma być równa lub większa od 10-krotności całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej (tzw. 10H), chyba że miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego określa inną odległość, jednak nie mniejszą niż 700 metrów. Z kolei odległość od sieci elektroenergetycznej najwyższych napięć ma być równa lub większa od 3-krotności maksymalnej średnicy wirnika (tzw. 3D) wraz z łopatom albo równa lub większa od 2-krotności maksymalnej całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej (tzw. 2H), określonych w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego, w zależności od tego, która z tych wartości jest większa. Jeżeli chodzi o odległość elektrowni wiatrowej od parku narodowego, to ma być ona równa

⁴⁷ 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 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.

As a result of the amendment⁴⁷ 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. Minimum distance from residential buildings and other protected areas

The Distance Law introduced a minimum distance from a wind farm to residential buildings or nature conservation forms and forest complexes. This distance used to 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).

As of April 23, 2023, new rules for locating wind power plants in relation to residential buildings, mixed-use buildings, ultra-high voltage power grids, national parks and nature reserves came into force under the Amendment to the Distance Law. The principle that the location of a wind power plant can only take place on the basis of a Zoning Plan was retained.

According to the new regulations, the distance of a wind power plant from a residential building or a mixed-use building is to be equal to or greater than 10 times the total height of the wind farm (the so-called 10H), unless the Zoning Plan provides for a different distance of no less than 700 meters. On the other hand, the distance from the ultra-high voltage power grid is to be equal to or greater than 3 times the maximum diameter of the rotor (the so-called 3D) including blades, or equal to or greater than 2 times the maximum total height of the wind power plant (the so-called 2H), as specified in the Zoning Plan, whichever is greater. As for the distance of a wind farm from a national park, it is to be equal to or greater than 10 times its total height (the so-called 10H), and in the case of a nature reserve, the

⁴⁷ Act of March 30, 2021, amending the Act on Providing Information on the Environment and its Protection, Public Participation in Environmental Protection and Environmental Impact Assessments, and Certain Other Acts (Journal of Laws of 2021, item 784).

lub większa od 10-krotności jej całkowitej wysokości (tzw. 10H), a w przypadku rezerwatu przyrody odległość ta ma wynosić nie mniej niż 500 metrów. Przytoczone regulacje dotyczą lokalizowania elektrowni wiatrowych.

Organy wydające DŚU są zobligowane do badania przy wydawaniu tej decyzji, czy inwestycja polegająca na budowie elektrowni wiatrowych spełnia ww. zasady dot. odległości od budynków mieszkalnych i budynków o funkcji mieszanej. Nie bada się na etapie wydawania DŚU odległości od sieci elektroenergetycznych najwyższych napięć ani odległości od form ochrony przyrody. Jeżeli inwestycja ta nie spełnia wymogów związanych z minimalną odległością od zabudowy mieszkalnej, organ odmawia zgody na realizację przedsięwzięcia.

Istotne znaczenie w kontekście uzyskiwania DŚU mają również przepisy przejściowe Nowelizacji Ustawy odległościowej.

Mocą Nowelizacji Ustawy odległościowej wprowadzono wyjątek w przypadku ubiegania się o wydanie dla elektrowni wiatrowej DŚU w oparciu o MPZP obowiązujące w dacie wejścia w życie Ustawy odległościowej (tj. 16 lipca 2016 r.) oraz te, dla których w tej dacie dokonano publicznego wyłożenia. W takim przypadku wskazano, że nie ma obowiązku badania spełnienia wymogu 10-krotności całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej od zabudowań mieszkalnych ani innej odległości określonej w MPZP. W takim przypadku wskazano, że możliwe jest wydanie DŚU dla elektrowni wiatrowej, jeśli tylko inwestycja w zakresie elektrowni wiatrowej spełnia wymóg zachowania odległości nie mniejszej niż 700 metrów od zabudowań mieszkalnych.

W przypadku zmiany albo wydania nowej DŚU na potrzeby postępowań w przedmiocie pozwolenia na budowę wszczętych i niezakończonych do dnia wejścia w życie tej ustawy nie stosuje się wymogów dot. odległości elektrowni wiatrowej od budynku mieszkalnego, budynku o funkcji mieszanej, sieci elektroenergetycznych najwyższych napięć, parków narodowych i rezerwatów przyrody – w brzmieniu nadanym tą ustawą – pod warunkiem, że wydanie albo zmiana pozwoleń na budowę nie prowadzi do zwiększenia oddziaływań elektrowni wiatrowej na środowisko. W przypadku postępowań w sprawie wydania DŚU dla elektrowni wiatrowych, wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie tej ustawy nowelizującej, stosuje się nowe przepisy.

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 uzyskiwania

distance is to be no less than 500 meters. The cited regulations apply to the location of wind power plants.

Authorities issuing the decision on environmental conditions are obliged to examine, when issuing this decision, whether an investment involving the construction of wind turbines meets the above-mentioned rules on distances from residential buildings and mixed-use functions. The distances from ultra-high voltage power grids and distances from forms of nature conservation are not examined at the stage of issuing the decision on environmental conditions. If the project does not meet the requirements related to the minimum distance from residential buildings, the authority refuses to approve the project.

The transitional provisions of the Amendment to the Distance Law are also important in the context of obtaining a decision on environmental conditions.

Pursuant to the Amendment to the Distance Law, an exception was introduced in the case of applying for the issuance of a decision on environmental conditions for a wind farm based on the Zoning Plan effective on the date of entry into force of the Distance Law (i.e., July 16, 2016) and those for which a public hearing was held by that date. In such a case, it was indicated that there is no obligation to examine whether the requirement of maintaining the distance of 10 times the total height of the wind turbine from residential buildings, or any other distance specified in the Zoning Plan, has been met. In such a case, it was indicated that it is possible to issue the decision on environmental conditions for a wind farm, as long as the wind farm project meets the requirement to maintain a distance of not less than 700 meters from residential buildings.

In the case of amending or issuing a new decision on environmental conditions for the purposes of construction permit proceedings initiated and not completed by the date of entry into force of this Act, the requirements for the distance of a wind farm from a residential building, a mixed-use building, ultra-high voltage power grids, national parks and nature reserves – as amended by this Act – shall not apply, provided that the issuance or amendment of construction permits does not lead to an increase in the environmental impacts of the wind farm. In the case of proceedings for the issuance of a decision on environmental conditions for wind farms initiated and not completed before the date of entry into force of this amending Act, the new regulations shall apply.

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

jest regulowana przepisami ustawy z 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane⁴⁸ (dalej jako: „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 budowę⁴⁹.

Do wniosku o wydanie pozwolenia na budowę dla elektrowni wiatrowej inwestor obowiązany jest przedłożyć m.in. decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach, oświadczenie o posiadanym prawie 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 WZ wydaną dla elektrowni wiatrowej⁵⁰. Dlatego też inwestor może wystąpić 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 budowlanego⁵¹, obowiązującej od 19 września 2020 r., wprowadzono nowy podział projektu budowlanego na (i) projekt zagospodarowania działki lub terenu, (ii) projekt architektoniczno-budowlany oraz (iii) 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.⁵²

Organ odmówi wydania pozwolenia na budowę dla elektrowni wiatrowej, jeśli planowane zamierzenie nie będzie zgodne z ustaleniami MPZP, z wymaganiami ochrony środowiska określonymi w decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, a także, gdy przedsięwzięcie nie spełnia tzw. wymogu odległościowego wprowadzonego przepisami Ustawy odległościowej. Oznacza to, że organ odmówi wydania pozwolenia

⁴⁸ T.j. Dz.U. z 2021 r., poz. 2351.

⁴⁹ Zob. art. 75 ust. 5 pkt 2 Ustawy OZE.

⁵⁰ Zgodnie z art. 14 ust. 6 ustawy z 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, decyzje WZ 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.

⁵¹ Ustawa z 13 lutego 2020 r. o zmianie ustawy – Prawo budowlane oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2020 r., poz. 471).

⁵² Art. 26 ustawy wskazanej w przypisie powyżej.

it is regulated by the provisions of the Building Law of July 7, 1994⁴⁸ (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.⁴⁹

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.⁵⁰ Therefore, 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 Law⁵¹ (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, 2021.⁵²

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

⁴⁸ Consolidated text, Journal of Laws 2021, item 2351.

⁴⁹ See Article 75(5)(2) of the RES Act.

⁵⁰ As per Article 14(6) of the Act of May 20, 2016 on wind farm investments, the WZ decisions on wind farms issued prior to the entry into force of the Act (i.e., July 16, 2016) are no longer valid, unless construction permit proceedings for those projects were initiated prior to that date.

⁵¹ Act of February 13, 2020 amending the Act – Building Law and some other laws (Journal of Laws of 2020, item 471).

⁵² Article 26, *Ibid.*

na budowę dla elektrowni wiatrowej, jeśli ta elektrownia będzie znajdować się w odległości mniejszej niż 10-krotność całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej od budynków mieszkalnych lub budynków o funkcji mieszanej, chyba że MPZP określa inną odległość, wyrażoną w metrach, jednak nie mniejszą niż 700 metrów. Analogicznie, organ będzie obowiązany odmówić wydania pozwolenia na budowę dla elektrowni wiatrowej w przypadku, gdy nie będzie ona spełniać wymogu zachowania odległości od sieci elektroenergetycznej najwyższych napięć. Ponadto organ administracji architektoniczno-budowlanej będzie obowiązany odmówić wydania pozwolenia na budowę dla danej elektrowni wiatrowej w sytuacji, gdy w gminie pobliskiej nie ma uchwalonego MPZP dla obszaru znajdującego się na jej terenie w odległości nie większej niż 700 metrów od tej elektrowni wiatrowej albo gdy dla tego obszaru obowiązuje MPZP, który umożliwia zabudowę budynkami mieszkalnymi lub budynkami o funkcji mieszanej. Warto zaznaczyć, że wówczas odmawia się wydania pozwolenia na budowę w odniesieniu tylko do tej elektrowni wiatrowej, dla której odległość 700 metrów wykracza poza granice gminy, w której jest lokalizowana ta elektrownia wiatrowa, a zatem nie w odniesieniu do wszystkich elektrowni przewidzianych w MPZP.

W przypadku ubiegania się o wydanie pozwolenia na budowę odległość elektrowni wiatrowej mierzy się od okręgu, którego promień jest równy połowie średnicy wirnika wraz z łopatom, a środek jest środkiem okręgu opisanego na obrysie wieży planowanej elektrowni wiatrowej.

Brak jest natomiast obowiązku badania przez organ administracji architektoniczno-budowlanej spełnienia wymogu odległościowego w przypadku zmian decyzji o pozwoleniu na budowę wydanych przed 16 lipca 2016 r. (tj. przed wejściem w życie Ustawy Odległościowej) albo wydanych po tej dacie, ale na podstawie przepisów dotychczasowych (art. 13 ust. 3a tej ustawy).

Z dniem wejścia w życie Nowelizacji Ustawy odległościowej⁵³ (tj. 23 kwietnia 2023 r.) wprowadzono wyjątek w przypadku ubiegania się o wydanie dla elektrowni wiatrowej pozwolenia na budowę w oparciu o MPZP obowiązujące w dacie wejścia w życie Ustawy odległościowej (tj. 16 lipca 2016 r.) oraz te, dla których w tej dacie dokonano publicznego wyłożenia. W takim przypadku wskazano, że nie ma obowiązku badania spełnienia wymogu 10-krotności całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej od zabudowań mieszkalnych, wymogów zachowania odległości od sieci elektroenergetycznej najwyższych napięć, odległości od formy ochrony przyrody, jak również zakazu lokalizacji na wybranych formach ochrony przyrody, a także nie odmawia się wydania pozwolenia na budowę nawet, jeśli w gminie pobliskiej nie ma uchwalonego MPZP dla obszaru w odległości 700 metrów od elektrowni wiatrowej. Wówczas możliwe jest wydanie pozwolenia na budowę dla elektrowni wiatrowej, jeśli tylko inwestycja w zakresie elektrowni wiatrowej spełnia wymóg zachowania odległości nie mniejszej niż 700 metrów od zabudowań

⁵³ Dz.U. z 2023 r., poz. 533.

of less than ten times the total height of the wind farm from residential buildings or mixed-use buildings, unless the Zoning Plan specifies a different distance, expressed in meters, but not less than 700 meters. Similarly, the authority will be obliged to refuse to issue a building permit for the wind farm if it does not meet the requirement of distance from the ultra-high voltage power grid. In addition, the architectural and construction administration authority will be obliged to refuse to issue a building permit for a wind farm in a situation where a nearby commune/municipality has not adopted a Zoning Plan for an area within 700 meters of the said wind farm, or where a Zoning Plan is in effect for the area, which allows development of residential or mixed-use buildings. It is worth noting that a building permit is then denied only for that wind power plant for which the distance of 700 meters exceeds the boundaries of the commune/municipality in which the wind farm is located, and not for all power plants provided for in the Zoning Plan.

When applying for a building permit, the distance of a wind power plant is measured from a circle whose radius is equal to half the diameter of the rotor including the blades, its center being the center of the circle circumscribed on the outline of the tower of the planned wind farm.

However, there is no obligation on the part of the architectural and construction administration to examine the fulfillment of the distance requirement in the case of amendments to a building permit decisions issued before July 16, 2016. (i.e., prior to the entry into force of the Distance Law) or issued after that date, but on the basis of existing regulations (Article 13(3a) of the Law).

As of the effective date of the Amendment to the Distance Law (i.e., April 23, 2023),⁵³ an exception was introduced for applying for a building permit for a wind power plant based on a Zoning Plan in effect on the date of the entry into force of the Distance Law (i.e., July 16, 2016) and those for which a public hearing was held on that date. In such a case, it has been pointed out that there is no obligation to examine compliance with the requirement that the total height of a wind power plant be ten times the height of residential buildings, the requirements to maintain distance from the high-voltage power grid, distance from a form of nature conservation, as well as the prohibition of location on selected forms of nature conservation, and the issuance of a building permit is not denied even if there is no Zoning Plan for the area within 700 meters of the wind farm in a nearby commune/municipality. Then, it is possible to issue a building permit for a wind farm, as long as the wind farm project meets the requirement of maintaining a distance of not less than 700 meters from residential buildings. If

⁵³ Journal of Laws 2023 item 533.

mieszkalnych. W przypadku, gdy inwestor będzie się ubiegał o wydanie pozwolenia na budowę w oparciu o ww. regulację, wówczas obowiązany jest we wniosku o wydanie pozwolenia na budowę wskazać na spełnienie wymogu zachowania odległości nie mniejszej niż 700 metrów od budynku mieszkalnego lub budynku o funkcji mieszanej, dołączając do wniosku:

- wskazanie projektowanej wysokości elektrowni wiatrowej oraz średnicy wirnika wraz z łopatami
- kopię mapy ewidencyjnej obejmującej nieruchomości położone w stosunku do elektrowni wiatrowej w odległości równej i mniejszej niż 700 metrów
- wskazanie aktualnego sposobu zagospodarowania, w tym zabudowy, nieruchomości położonych w stosunku do elektrowni wiatrowej w odległości równej i mniejszej niż 700 metrów
- wypis i wyrys z planu miejscowego obejmującego nieruchomości położone w stosunku do elektrowni wiatrowej w odległości równej i mniejszej niż 700 metrów.

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 odległościowej) 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 orzecznictwa⁵⁴ organem właściwym w sprawie jest wojewoda.

Stronami postępowania o wydanie pozwolenia na budowę są: inwestor, właściciele, użytkownicy wieczysti 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 odległościowej, a wobec tego, do kręgu stron postępowania o wydanie pozwolenia na budowę dla elektrowni wiatrowej należy zaliczyć podmioty znajdujące się w zasięgu 10-krotnej całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej⁵⁵. Należy zwrócić uwagę, że mocą nowelizacji Ustawy odległościowej wprowadzono zasadę, że jeżeli liczba stron w postępowaniu o wydanie pozwolenia na budowę dla elektrowni wiatrowej przekracza 20, to stosuje się art. 49 ustawy z 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego⁵⁶. Oznacza to zatem, że w takim postępowaniu organ zobowiązany będzie do zawiadamiania stron o decyzjach i innych czynnościach organu administracji

⁵⁴ Postanowienie Naczelnego Sądu Administracyjnego z 8 października 2019 r., sygn. akt II OW 112/19, postanowienie Naczelnego 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.

⁵⁵ Wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z 15 stycznia 2020 r., sygn. akt II OSK 421/18.

⁵⁶ T.j. Dz.U. z 2022 r., poz. 2000 ze zm.

the investor will apply for a building permit based on the above-mentioned regulation, then they are obliged to indicate in the application for a building permit that the requirement to maintain a distance of not less than 700 meters from a residential or mixed-use building has been met, attaching to the application the following:

- indication of the designed height of the wind power plant and the diameter of the rotor including blades
- copy of the cadastral map covering the properties located at a distance equal to and less than 700 meters from the wind farm
- indication of current land development, including buildings and structures, of properties located at a distance equal to and less than 700 meters from the wind farm
- extract and excerpt from the Zoning Plan covering properties located at a distance equal to and less than 700 meters from the wind farm.

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 the starost poviata authority (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 law⁵⁴, the competent authority will be the voivode.

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.⁵⁵ It should be noted that pursuant to the amendment to the Distance Law, the principle was introduced that if the number of parties in the proceedings for the issuance of a construction permit for a wind power plant exceeds 20, then Article 49 of the Act of June 14, 1960 – Code of Administrative Procedure⁵⁶, applies. This means that in such proceedings the authority will be obliged to notify the parties of decisions and other actions of the public administration body in the form of a public notice, in another form of public announcement customary in the

⁵⁴ Decision of the Supreme Administrative Court of October 8, 2019, ref. no. II OW 112/19, decision of the Supreme Administrative Court of November 13, 2019, ref. no. II OW 119/19, decision of the Supreme Administrative Court of April 13, 2021, ref. no. II OW 180/20.

⁵⁵ Judgment of the Supreme Administrative Court of January 15, 2020, ref. no. II OSK 421/18.

⁵⁶ Consolidated text, Journal of Laws 2022, item 2000, as amended.

publicznej w formie publicznego obwieszczenia, w innej formie publicznego ogłoszenia zwyczajowo przyjętej w danej miejscowości lub przez udostępnienie pisma w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej właściwego organu administracji publicznej. Powyższa zasada nie ma jednak zastosowania do inwestora, którego należy zawiadomić pisemnie.

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 ustaw⁵⁷, obowiązującej od 13 maja 2021 r., rozszerzono katalog podmiotów, którym przysługuje prawo wniesienia odwołania od decyzji o pozwoleniu na budowę, poprzedzonej decyzją o środowiskowych uwarunkowaniach wydaną w postępowaniu wymagającym udziału społeczeństwa. 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), a także w przypadku, gdy nie brała ona udziału w postępowaniu prowadzonym przez organ pierwszej instancji, oraz stronie postępowania w sprawie wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Jednakże podkreślić należy, że przedmiotowe odwołanie przysługuje w zakresie, w jakim organ wydający pozwolenie na budowę jest związany decyzją o środowiskowych uwarunkowaniach, 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 szczególnie 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 wszczętego 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, należy liczyć od 16 lipca 2021 r. Na tle tego przepisu pojawiają się jednak wątpliwości interpretacyjne, do kiedy dotychczas wydane pozwolenia na budowę dla elektrowni wiatrowych są ważne, tj. czy do 16 lipca

⁵⁷ 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.

locality, or by making the letter available in the Public Information Bulletin on the subject page of the relevant public administration body. However, the above rule does not apply to the investor, who must be notified in writing.

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,⁵⁷ 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 of May 20, 2016 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 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. There have been interpretive doubts with respect to this provision, however, as to when building permits for wind farms issued to date are valid – until July 16, 2024, or

⁵⁷ 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 2021, item 784.

2024 r., czy także po tej dacie, o ile tylko inwestor do tej daty rozpocznie lub będzie kontynuował roboty budowlane.

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 orzecznictwem 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 budowy⁵⁸.

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. Powyższy przepis niewątpliwie znajdzie zastosowanie do pozwoleń na budowę wydanych po 19 września 2020 r. W związku z niejasnością przepisów intertemporalnych, nie ma jednolitego poglądu, czy ww. przepis znajdzie zastosowanie do pozwoleń na budowę wydanych przed tą datą, tj. 19 września 2020 r.

Wskazać należy, że na mocy Nowelizacji Ustawy odległościowej ustalono, że do postępowań w sprawie wydania pozwolenia na budowę dla elektrowni wiatrowych, wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie Nowelizacji Ustawy odległościowej (tj. 23 kwietnia 2023 r.), oraz do oceny zasadności wniesienia sprzeciwu wobec zgłoszenia, o którym mowa w przepisach prawa budowlanego, dokonanego przed dniem wejścia w życie Nowelizacji Ustawy odległościowej (tj. 23 kwietnia 2023 r.), stosuje się przepisy wspomnianej nowelizacji, z wyłączeniem obowiązku badania spełnienia wymogu odległości elektrowni wiatrowych od sieci elektroenergetycznych najwyższych napięć.

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 na wystąpienie 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 infra-

⁵⁸ Wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z 30 stycznia 2014 r., sygn. akt II OSK 2087/12.

also after that date, as long as the investor commences or continues construction work by that date.

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.⁵⁸

W Also of note in the context of the key regulations for construction permits is Article 37b of the Building Law, which excludes the possibility of annulling a building permit in a situation where 5 years have elapsed from the date of delivery or announcement of that decision. The above provision, undoubtedly, will apply to construction permits issued after September 19, 2020. In view of the vagueness of the intertemporal regulations, there is no unified view as to whether the aforementioned provision will apply to use permits issued before that date, i.e. September 19, 2020.

It should be noted that by virtue of the Amendment to the Distance Law, it has been established that in the case of proceedings on the issuance of a building permit for wind farms, initiated and not completed before the effective date of the Amendment to the Distance Law (i.e., April 23, 2023), as well as to assess the legitimacy of raising an objection to a notification referred to in the provisions of the Building Law, made before the date of entry into force of the Distance Law Amendment (i.e., April 23, 2023), the provisions of the aforementioned amendment shall apply, with the exception of the obligation to examine the fulfillment of the requirement of distance of the wind farm from the ultra-high voltage power grids.

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 infrastructure⁵⁹). In such case, however, the investor is obliged to present a site

⁵⁸ Judgment of the Supreme Administrative Court of January 30, 2014, ref. no. II OSK 2087/12.

⁵⁹ Judgment of the Provincial Administrative Court in Wrocław of March 3, 2015, ref. No. II SA/Wr 809/14.

strukturą⁵⁹). W takim jednak przypadku zobowiązany jest do przedstawienia projektu zagospodarowania działki lub terenu dla całego zamierzenia budowlanego⁶⁰.

Dlatego także uważa się, że wydanie pozwolenia na budowę na podstawie wniosku obejmującego jedynie część, niemożęcego 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 zgłoszenia⁶¹. 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 zgłoszenia⁶². 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 stosowania odmiennych przepisów prawa dotyczących pozwolenia lub zgłoszenia do tak podzielonych części. Powyższe prowadzi do wniosku, że w sytuacji budowy farmy wiatrowej, w celu uniknięcia ryzyka administracyjno-budowlanego, bardziej właściwym rozwiązaniem 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 – wolnostojące 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

⁵⁹ Wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego we Wrocławiu z 3 marca 2015 r., sygn. akt II SA/Wr 809/14.

⁶⁰ Zob. art. 33 ust. 1 Prawa budowlanego.

⁶¹ Wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Krakowie z 25 września 2015 r., sygn. akt II SA/Kr 792/15.

⁶² 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.⁶⁰

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.⁶¹ 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.⁶² 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 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

⁶⁰ See Article 33(1) of the Building Law.

⁶¹ Judgment of the Provincial Administrative Court in Kraków of September 25, 2015, ref. II SA/Kr 792/15.

⁶² Judgment of the Provincial Administrative Court in Lublin of December 2, 2010, ref. II SA/Lu 552/10.

w pozwoleniu na budowę. Przedmiotowe postępowanie łączy się z koniecznością przeprowadzenia przez organ nadzoru budowlanego obowiązkowej kontroli budowy. 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. Powyższy przepis niewątpliwie znajdzie zastosowanie do pozwoleń na użytkowanie wydanych po 19 września 2020 r. W związku z niejasnością przepisów intertemporalnych, nie ma jednolitego poglądu, czy ww. przepis znajdzie zastosowanie do pozwoleń na użytkowanie wydanych przed tą datą, tj. 19 września 2020 r.

Wspomnieć należy również o regulacji ograniczającej obowiązek uzyskania decyzji o pozwoleniu na użytkowanie obiektu budowlanego, wprowadzonej ustawą z 16 kwietnia 2020 r. o szczególnych instrumentach wsparcia w związku z rozprzestrzenianiem się wirusa SARS-CoV-2⁶³ która weszła w życie 18 kwietnia 2020 r., nowelizująca ustawę z 2 marca 2020 r. o szczególnych rozwiązaniach związanych z zapobieganiem, przeciwdziałaniem i zwalczaniem COVID-19, innych chorób zakaźnych oraz wywołanych nimi sytuacji kryzysowych (dalej: „Ustawa covidowa”)⁶⁴. Stanowi ona, iż w okresie stanu zagrożenia epidemicznego lub stanu epidemii ogłoszonego z powodu COVID-19 nie stosuje się części przepisów dotyczących uzyskania pozwolenia na użytkowanie (tj. art. 55 ust. 1 pkt 1 i 3 Prawa budowlanego), natomiast wnioski o udzielenie pozwolenia na użytkowanie złożone przed dniem wejścia w życie Ustawy covidowej, jeżeli nie wydano decyzji o pozwoleniu na użytkowanie, traktuje się jak zawiadomienie o zakończeniu budowy. Jednakże Ustawa covidowa nie wyłączyła zastosowania art. 55 ust. 2 Prawa budowlanego, w związku z czym nie można wykluczyć możliwości wystąpienia o wydanie pozwolenia na użytkowanie zamiast zawiadomienia⁶⁵. Orzecznictwo wskazuje, że nie można wykluczyć wydania pozwolenia na użytkowanie w oparciu o art. 55 ust. 2 Prawa budowlanego w sytuacji, gdy strona wystąpi z jasnym i oczywistym żądaniem wydania pozwolenia na użytkowanie w oparciu o ten tryb, co daje organom prawo do rozważenia, czy w takiej sytuacji i jasnej regulacji Ustawy covidowej możliwe jest udzielenie pozwolenia na użytkowanie w drodze decyzji, a w konsekwencji prowadzenie obowiązkowej kontroli ze wszystkimi jej konsekwencjami⁶⁶.

⁶³ T.j. Dz.U. z 2023 r., poz. 201, ze zm.

⁶⁴ T.j. Dz.U. z 2021 r., poz. 2095, ze zm.

⁶⁵ Wyrok Krajowej Izby Odwoławczej z 27 czerwca 2022 r., sygn. akt KIO 1517/22.

⁶⁶ Wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Warszawie z 15 lutego 2022 r., sygn. akt VII SA/Wa 2309/21.

of the construction. This inspection includes checking 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. In view of the vagueness of the intertemporal regulations, there is no unified view as to whether the aforementioned provision will apply to use permits issued before that date, i.e. September 19, 2020.

It is also worth mentioning the regulation limiting the obligation to obtain a decision on occupancy permit for a construction object, introduced by the Act of April 16, 2020 on special support instruments in connection with the spread of the SARS-CoV-2⁶³ virus which entered into force on April 18, 2020, amending the Act of March 2, 2020 on special solutions related to the prevention, counteracting and combating COVID-19, other infectious diseases and emergencies caused by them (hereinafter: the "Covid Law").⁶⁴ It stipulates that during a state of epidemic emergency or a state of epidemic declared due to COVID-19, parts of the provisions for obtaining an occupancy permit (i.e., Article 55(1)(1) and (3) of the Building Law) do not apply, while applications for occupancy permits submitted before the effective date of the Covid Law, if no occupancy permit decision has been issued, are treated as a notice of completion of construction. However, the Covid Law did not exclude the application of Article 55(2) of the Building Law, and therefore the possibility of applying for an occupancy permit instead of a notice cannot be excluded.⁶⁵ The case law indicates that the issuance of an occupancy permit based on Article 55(2) of the Building Law cannot be excluded in a situation where a party makes a clear and obvious request for the issuance of an occupancy permit based on this mode, which gives the authorities the right to consider whether, in such a situation and the clear regulation of the Covid Law, it is possible to grant an occupancy permit by decision, and consequently carry out mandatory inspection with all its consequences.⁶⁶

⁶³ Consolidated text, Journal of Laws 2023, item 201, as amended.

⁶⁴ Consolidated text, Journal of Laws 2021, item 2095, as amended.

⁶⁵ Judgment of the National Chamber of Appeals of June 27, 2022, ref. no., KIO 1517/22.

⁶⁶ Judgment of the Provincial Administrative Court in Warsaw, February 15, 2022, ref. VII SA/Wa 2309/21.

5.4. Bezpieczeństwo eksploatacji elementów technicznych elektrowni wiatrowej

Jednym z elementów wprowadzonych Nowelizacją Ustawy odległościowej⁶⁷ jest uregulowanie kwestii związanych z czynnościami i przeglądami serwisowymi elementów technicznych elektrowni wiatrowej koniecznych do zapewnienia bezpiecznej eksploatacji elektrowni wiatrowych.

Podmiot eksploatujący elektrownię odpowiada za bezpieczeństwo eksploatacji elementów technicznych elektrowni wiatrowej (tj. wirnika wraz z zespołem łopat, zespołu przeniesienia napędu, generatora prądotwórczego, układów sterowania i zespołu gondoli wraz z mocowaniem i mechanizmem obrotu). Czynności i przeglądy serwisowe dotyczą wyłącznie wyżej wymienionych elementów technicznych elektrowni wiatrowej, ponieważ są to elementy, których prawidłowe serwisowanie jest kluczowe z punktu widzenia bezpieczeństwa funkcjonowania elektrowni wiatrowej. Elementy techniczne poddawane będą czynnościom oraz przeglądom serwisowym w oparciu o zalecenia oraz zgodnie z częstotliwością wskazaną w dokumentacji techniczno-ruchowej i instrukcji eksploatacji elektrowni wiatrowej. Powyższe działania realizowane będą przez certyfikowanych przez Urząd Dozoru Technicznego (dalej jako: „UDT”) wyspecjalizowanych przedsiębiorców, wpisanych do rejestru podmiotów wykonujących czynności i przeglądy serwisowe elementów technicznych elektrowni wiatrowej. Rejestr certyfikowanych przedsiębiorców prowadzi Prezes UDT przy użyciu systemu teleinformatycznego. Wpis dokonywany jest na wniosek przedsiębiorcy po dokonaniu obowiązkowej certyfikacji przez Prezesa UDT. Certyfikacja przedsiębiorcy polega na sprawdzeniu oraz potwierdzeniu posiadania odpowiednich uprawnień do wykonywania czynności i przeglądów serwisowych elementów technicznych elektrowni wiatrowych, w tym dysponowania odpowiednio wykwalifikowanym personelem.

Certyfikacja obejmuje w szczególności weryfikację:

- spełnienia minimalnych wymagań w zakresie dysponowania personelem, który posiada pożądane uprawnienia, doświadczenie i kompetencje zawodowe do wykonywania czynności i przeglądów serwisowych elektrowni wiatrowej (m.in. spełnienie wymagań do pracy na wysokościach, uprawnienia w zakresie obsługi oraz konserwacji urządzeń transportu bliskiego w elektrowni wiatrowej, udokumentowane co najmniej roczne doświadczenie zawodowe w zakresie wykonywania czynności i przeglądów serwisowych elementów technicznych elektrowni wiatrowych, instalacji mających na celu wytwarzanie, przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej lub instalacji przemysłowych)
- dysponowania wdrożonymi procedurami wykonywania czynności i przeglądów serwisowych elementów technicznych elektrowni wiatrowych (m.in. bieżącej obsługi i okresowych przeglądów serwisowych, ewakuacji

⁶⁷ Dz.U. z 2023 r., poz. 553.

5.4. Safety of operation of technical components of a wind farm

One of the elements introduced by the Amendment to the Distance Law⁶⁷ is the regulation of activities and maintenance inspections of technical components of a wind farm necessary to ensure its safe operation.

The operator of a power plant is responsible for the safe operation of the technical components of the wind farm (i.e., the rotor including the blade assembly, the transmission assembly, the generator, the control systems and the nacelle assembly including the mounting and rotation mechanism). Maintenance activities and inspections apply only to the above-mentioned technical components of a wind farm, as these are the components whose proper servicing is crucial to the safe operation of a wind farm. Technical components will be subjected to maintenance activities and inspections based on recommendations and in accordance with the frequency indicated in the technical and operating documentation and the wind power plant operating instructions. The above-mentioned activities will be carried out by specialized entrepreneurs certified by the Office of Technical Inspection (hereinafter: “UDT”) and entered in the register of entities performing activities and maintenance inspections of technical elements of wind farms. The Register of Certified Entrepreneurs is maintained by the President of the UDT using an ICT system. The entry is made at the request of the entrepreneur after mandatory certification by the President of UDT. The certification process consists in verifying and confirming the possession of appropriate authorizations to perform operations and maintenance of technical components of wind power plants, including the availability of appropriately qualified personnel.

The certification process includes, in particular, verification:

- whether the minimum requirements have been met in terms of having personnel who have the desired authorizations, experience and professional competence to carry out activities and maintenance inspections of the wind power plant (including meeting the requirements for working at heights, authorizations in the operation and maintenance of material handling equipment in the wind power plant, documented professional experience of at least one year in carrying out activities and maintenance inspections of technical components of wind farms and installations designed to generate, transmit or distribute electricity or industrial installations)
- whether procedures for performing maintenance activities and inspections of technical components of wind farms (including ongoing maintenance and periodic maintenance inspections, evacuation from heights of workers

⁶⁷ Journal of Laws of 2023, item 553.

z wysokości pracowników w sytuacjach zagrożenia, ustalania i usuwania awarii i usterek, dokumentowania czynności serwisowych i raportowania)

- dysponowania wyposażeniem pomiarowo-badawczym, zgodnym z listą przewidzianą w instrukcji konserwacji elektrowni wiatrowej wraz ze sprawdzeniem nadzoru metrologicznego (jeżeli takie jest wymagane) w wyposażeniu pomiarowo-badawczym
- dysponowania sprzętem oraz urządzeniami niezbędnymi do przeprowadzania czynności i przeglądów serwisowych.

Pozytywny wynik certyfikacji umożliwia wpis do rejestru. W przypadku negatywnego wyniku Prezes UDT zawiadamia przedsiębiorcę o odmowie dokonania wpisu do rejestru. Wpis do rejestru jest ważny przez 5 lat od jego dokonania. Możliwe jest przedłużenie ważności wpisu do rejestru na okres kolejnych 5 lat w przypadku pozytywnego wyniku weryfikacji, jeżeli przedsiębiorca złoży wniosek o certyfikację i przedłużenie ważności wpisu do Prezesa UDT, najpóźniej 30 dni przed dniem upływu terminu ważności wpisu do rejestru. Prezes UDT może w okresie ważności certyfikatu przeprowadzić dodatkową weryfikację, zwracając się w tym celu do podmiotu wpisanego do rejestru o złożenie wyjaśnień lub przedłożenie dokumentów potwierdzających spełnienie określonych wymagań.

Przy Prezesie UDT działa Komitet Odwoławczy (dalej jako: „KO”) w składzie 5-osobowym, osób mających wiedzę i doświadczenie w zakresie serwisowania elementów technicznych elektrowni wiatrowej lub certyfikacji. KO rozpatruje odwołania w sprawach odmowy dokonania wpisu do rejestru, wykreślenia z rejestru lub odmowy przedłużenia ważności wpisu do rejestru. Od decyzji Prezesa UDT przysługuje odwołanie do KO, który rozpatruje je w 3-osobowym składzie, w terminie nie dłuższym niż 30 dni od dnia otrzymania odwołania. KO, rozpatrując odwołanie, może stwierdzić jego zasadność i przekazać sprawę Prezesowi UDT do ponownego rozpoznania albo oddalić odwołanie. W przypadku oddalenia odwołania przysługuje skarga do sądu administracyjnego w terminie 30 dni od dnia doręczenia zawiadomienia o oddaleniu odwołania.

Za przeprowadzenie certyfikacji i wpis do rejestru oraz za przeprowadzenie certyfikacji i przedłużenie ważności wpisu do rejestru pobiera się opłatę w wysokości 150% kwoty przeciętnego wynagrodzenia w gospodarce narodowej, ogłaszanego przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski” obowiązującego w dniu złożenia wniosku podlegającego opłacie.

W przypadku nieprzestrzegania obowiązku poddania elementów technicznych elektrowni wiatrowych czynnościom i przeglądom serwisowym na eksploatującego elektrownię może zostać nałożona kara pieniężna przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w wysokości od 10 000 PLN do 5% przychodu ukaranego, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym (lub ostatni ustalony przychód). Ustalając wysokość kary pieniężnej, Prezes Urzędu Regulacji Ener-

in emergency situations, determining and fixing failures and defects, documenting maintenance activities and reporting) are in place

- whether the entity has measurement and testing equipment that conforms to the list provided in the wind farm maintenance manual, along with verification of metrological supervision (if required) in the measurement and testing equipment
- whether the entity has the equipment and facilities necessary to carry out maintenance activities and inspections.

A positive certification result enables being entered in the registry. In the event of a negative result, the President of UDT shall notify the entrepreneur of the refusal of registration. An entry in the registry is valid for 5 years after it is made. It is possible to extend the validity of the registration for another 5 years in the case of a positive verification result, if the entrepreneur submits an application for certification and extension of the registration to the President of UDT, no later than 30 days before the expiration date of the registration. The President of the UDT may, during the validity period of the certificate, carry out additional verification, requesting for this purpose the registered entity to submit explanations or documents confirming compliance with certain requirements.

There is an Appeals Committee (*Komitet Odwoławczy*, hereinafter: "KO") under the President of the UDT, consisting of 5 members with knowledge and experience in the field of servicing technical elements of wind farm or certification. The KO considers appeals in cases of refusal of registration, deletion from the register or refusal to renew registration. The decision of the President of the UDT may be appealed to the KO, which shall consider it in a 3-member panel, within no more than 30 days from the date of receipt of the appeal. The KO, when considering the appeal, may either determine the merits of the appeal and remit the case to the President of the UDT for reconsideration or dismiss the appeal. If the appeal is dismissed, it may be appealed to the administrative court within 30 days from the date of service of the notice of dismissal.

A fee of 150% of the amount of the average salary in the national economy, announced by the President of the Central Statistical Office (GUS) in the Official Gazette of the Government of the Republic of Poland "Monitor Polski" in force on the day of submission of the application subject to the fee, shall be charged for carrying out certification and entry in the register, as well as for carrying out certification and renewal of entry in the register.

In the event of non-compliance with the obligation to subject technical elements of a wind farm to maintenance activities and inspections, a fine may be imposed on the power plant operator by the President of the Energy Regulatory Office in the amount from PLN 10,000 to 5% of the fined party's income earned in the previous fiscal year (or the last established income). In determining the amount of the fine, the President of the Energy Regulatory Authority shall take into

getyki bierze pod uwagę doniosłość i okoliczności naruszenia prawa, stopień przyczynienia się strony, na którą jest nakładana kara pieniężna, do powstania naruszenia prawa, jak i jej dotychczasowe zachowanie oraz możliwości finansowe. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może odstąpić od wymierzenia kary pieniężnej, jeżeli waga naruszenia prawa jest znikoma, a podmiot zaprzestał naruszania prawa lub zrealizował obowiązki.

W terminie 12 miesięcy od dnia wejścia w życie Nowelizacji Ustawy odległościowej (tj. do 23 kwietnia 2024 r.) czynności i przeglądy serwisowe elementów technicznych elektrowni wiatrowej może wykonywać przedsiębiorca, który nie został wpisany do rejestru prowadzonego przez Prezesa UDT. Prezes UDT obowiązany jest do stworzenia rejestru w terminie 3 miesięcy od dnia wejścia w życie ww. nowelizacji (tj. do 23 lipca 2024 r.).

6

Przyłączenie do sieci

6.1. Warunki przyłączenia

Głównym czynnikiem determinującym rozwój sektora energetyki wiatrowej w Polsce oraz mającym decydujący wpływ na jego docelowy potencjał jest możliwość przyłączenia i wprowadzania do systemu elektroenergetycznego energii wytwarzanej przez farmy wiatrowe. Problem z przyłączaniem nowych jednostek jest szczególnie widoczny w ostatnich latach. W samym 2022 r. liczba odmów przyłączenia do sieci wyniosła 7023, co przekłada się na łączną moc nieprzyłączoną do sieci o wartości ponad 51,06 GW⁶⁸. W obecnych warunkach rozwoju sektora energetyki odnawialnej w Polsce jest to jeden z głównych czynników decydujących o sukcesie realizowanych projektów. Zapewnienie możliwości przyłączenia instalacji OZE do sieci dla nowych projektów to punkt, w którym rozstrzyga się przyszłość projektu i powodzenie jego realizacji.

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.

Prawo energetyczne przewiduje, że na przedsiębiorstwach energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii (tj. odpowiednio operatorze systemu przesyłowego i operatorach systemu dystrybucyjnego) 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

⁶⁸ Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, Warszawa, kwiecień 2023 r.

account the gravity and circumstances of the violation of the law, the degree of contribution of the party on whom the fine is imposed to the violation of the law, as well as its past behavior and financial capabilities. The President of the Energy Regulatory Office may waive a fine if the gravity of the violation of the law is negligible and the entity has stopped violating the law or has fulfilled the obligation.

Within 12 months from the effective date of the Amendment to the Distance Law (i.e., until April 23, 2024), activities and maintenance inspections of technical elements of a wind farm may be performed by an entrepreneur who is not entered in the register kept by the President of the UDT. The President of the UDT is obliged to create the register within 3 months of the effective date of the aforementioned amendment (i.e., by July 23, 2024).

Connection to the grid

6.1. 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. The problem with connecting new units has been particularly pronounced in recent years. In 2022 alone, the number of grid connection refusals amounted to 7023, which translates into a total unconnected capacity of more than 51,06 GW.⁶⁸ Given the current conditions for the development of the renewable energy sector in Poland, this is one of the main factors determining the success of ongoing projects. Ensuring that a new RES project can be connected to the grid is the point at which the future of the project and the success of its execution are decided.

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.

⁶⁸ Report on the operations of the President of the Energy Regulatory Office, Warsaw, April 2023.

ENERTRAG zaczął rozwijać projekty wiatrowe w Polsce już 16 lat temu. Mimo niekorzystnych zmian w otoczeniu regulacyjnym od roku 2015 postanowiliśmy utrzymać pełen portfel projektów, biorąc następnie udział w aukcjach OZE od 2018 r. W roku 2019 nasz projekt Dunowo, składający się z 9 podprojektów i 59 turbin o łącznej mocy 186 MW, wygrał kontrakt aukcyjny. Całość została wybudowana, oddana do użytku na początku 2022 r. i sprzedana inwestorowi finansowemu. Obecnie jesteśmy w trakcie budowy dziesiątego projektu dla tego samego inwestora o mocy 32,4 MW w oparciu o umowę cPPA z Orange Polska oraz 9 nowoczesnych turbin o mocy 3,6 MW każda.



Javier Arroyo

Head of Project Valuation and Financing New Markets, ENERTRAG SE

Przyjęte niedawno przepisy liberalizujące zasadę 10H do dystansu 700 m odbieramy jako krok we właściwym kierunku, choć zbyt zachowawczy. Szacujemy, że umożliwią one budowę nowych farm wiatrowych w północnej części kraju o mocy ok. 20–25% mniejszej niż w warunkach oczekiwanego przez branżę i ekspertów dystansu 500 m. W gęściej zaludnionych obszarach Polski centralnej i południowej skala tego utraconego potencjału będzie większa. Rozważamy w związku z tym przeprojektowanie portfela naszych projektów w fazie developmentu w sposób dostosowujący ich layout do limitu 700 m, a tam, gdzie to możliwe, będziemy dążyć do wykorzystania dostępnej mocy przyłączeniowej na dostawienie do okrojonej farmy wiatrowej dodatkowej instalacji PV. To hybrydowe podejście nie jest wyłącznie odpowiedzią na polskie uwarunkowania, ponieważ oferuje ono w każdych warunkach optymalizację profilu produkcji. Jednak z uwagi na nową regułę 700 m będziemy zmuszeni poświęcić na rozwój mocy PV tereny wcześniej planowane dla turbin wiatrowych, co w warunkach dystansu 500 m nie byłoby konieczne. Zależnie od stanu zaawansowania projektu takie przeprojektowanie zajmie od jednego do 1,5 roku. Znacznie więcej czasu zajmie dewelopowanie nowych projektów, gdzie regulacja 700 m pozwoli wprawdzie na angażowanie nowoczesnych turbin o mocy przekraczającej 4–5 MW, ale ograniczenia w przyłączeniu ich do sieci stanowiąc będą podstawowy czynnik hamujący. Tu obecnie potrzebna jest największa koncentracja zarówno wysiłków inwestycyjnych czy modernizacyjnych po stronie infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej, jak i zmian prawnych, np. umożliwiających cable pooling. W każdym razie mamy jeszcze znaczny apetyt na budowę kolejnych projektów wiatrowych w Polsce. W tym celu oczekujemy dalszego wsparcia aukcyjnego, uzupełniającego rynek kontraktów cPPA, który nabrał dużej dynamiki jeszcze w 2021 r., a w roku 2022 doznał gwałtownego przyspieszenia. Dałoby to potrzebną perspektywę dla rozwoju i finansowania budowy nowych mocy w tanim źródle, jakim jest wiatr na lądzie. W tym kontekście spodziewamy się odpowiedniego dostosowania regulacji prawnych i rozwiązań biznesowych ułatwiających funkcjonowanie rynku rzeczywistych i wirtualnych cPPA, a przede wszystkim unikania przepisów dyskryminujących ten fragment rynku, jak choćby ubiegłoroczna ustawa o środkach nadzwyczajnych obciążająca nieistniejące „zyski nadzwyczajne” producentów wiatrowych w kontraktach cPPA.

ENERTRAG started developing wind projects in Poland 16 years ago. Despite unfavorable changes in the regulatory environment since 2015, we decided to maintain a full portfolio of projects by subsequently participating in RES auctions from 2018. In 2019, our Dunowo project, consisting of 9 sub-projects and 59 turbines with a total capacity of 186 MW, won the auction contract. The entire project was built, commissioned until beginning of 2022 and sold to a financial investor. We are currently in the process of building a tenth project for the same investor with a capacity of 32.4 MW based on a cPPA with Orange Polska with 9 modern turbines with a capacity of 3.6 MW each.

We perceive the recently adopted regulations liberalizing the 10H rule to a distance of 700 m as a step in the right direction, although too conservative. We estimate that they will allow the construction of new wind farms in the northern part of the country with a capacity about 20–25% less than the 500 m distance regulation expected by the industry and experts. In the more densely populated areas of central and southern Poland, the scale of this lost potential will be greater. We are therefore considering redesigning the portfolio of our projects in the development phase in a way that adjusts their layout to the 700 m limit, and where possible, we will seek to use the available connection capacity to supply an additional PV installation to the downsized wind farm. This hybrid approach is not solely a response to Polish new distance limit, as it offers an optimized production profile under all conditions. However, due to the 700 m rule, we will be forced to sacrifice areas previously planned for wind turbines for the development of PV capacity, which would not be necessary otherwise. Depending on the status of the project, such redesign will take between 1 and 1.5 years. It will take much longer to develop new projects, where, although the 700m regulation will allow the involvement of modern turbines of more than 4–5 MW, restrictions on connecting them to the grid will be the primary inhibiting factor. This is where the greatest concentration of both investment or modernization efforts on the side of transmission and distribution infrastructure, but also legal changes, e.g. allowing cable pooling, are needed now. In any case, we still have a considerable appetite for building more wind projects in Poland. To this end, we continue expecting government auctions support. Besides, the cPPA market, which gained a lot of momentum back in 2021 and experienced a sharp acceleration in 2022, shall create a good outlook for the development and financing of the construction of new capacity in a low-cost source such as onshore wind. In this context, we expect to see an appropriate alignment of regulations and business solutions to facilitate the real and virtual cPPA market, and above all to avoid laws that discriminate this part of the market, such as last year's special law charging non-existent "windfall profits" to wind producers in cPPAs.

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

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

obiekty, do którego energia ma być dostarczana⁶⁹. Dla skutecznego złożenia wniosku o warunki przyłączenia dla farmy wiatrowej konieczne jest przedłożenie także wypisu i wyrysu z MPZP potwierdzających dopuszczalność lokalizacji tego źródła na terenie objętym planowaną inwestycją.

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. Minimalną treść warunków przyłączenia określa w szczególności § 4 ust. 2 Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego⁷⁰. 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 uzasadniona⁷¹. 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 znajduje się m.in. termin realizacji przyłączenia, wysokość opłaty za przyłączenie czy warunki udostępnienia nieruchomości w celu budowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia⁷². 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 umowy⁷³.

⁶⁹ Art. 7 ust. 1 oraz ust. 3 Prawa energetycznego.

⁷⁰ Dz.U. z 2023 r., poz. 819.

⁷¹ Tak m.in. Sąd Najwyższy w wyroku z 22 maja 2014 r., III SK 51/13.

⁷² Art. 7 ust. 2 Prawa energetycznego.

⁷³ Ibidem, art. 7 ust. 2a.

supplied.⁶⁹ In order to successfully apply for connection conditions for a wind farm, it is also necessary to submit an extract and an excerpt from the Zoning Plan confirming the viability of locating this source in the area of the planned project.

In formal terms, the grid connection procedure begins when the investor submits an application for the establishment of grid connection conditions. The conditions are valid for 2 years from the date when they were delivered to the investor, and during their validity period they constitute a conditional obligation of the power company to conclude an agreement for connection to the electricity grid. The minimum content of the connection terms and conditions is defined in particular by § 4 (2) of the Regulation of the Minister of Climate and Environment of March 22, 2023 on detailed conditions for the operation of the electricity system.⁷⁰ However, the final conclusion of the agreement will depend on the existence of economic and technical conditions, as well as on the investor's fulfillment of the parameters specified 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.⁷¹ 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.⁷² 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.⁷³

⁶⁹ Article 7 (1) and (3) of the Energy Law.

⁷⁰ Journal of Laws of 2022, item 819

⁷¹ Cf. i.a. the Supreme Court in its judgement of May 22, 2014, ref. III SK 51/13.

⁷² Article 7(2) of the Energy Law.

⁷³ Ibid, Article 7 (2a).

Ustawa OZE przewiduje jednak mechanizm przedłużenia terminu pierwszego dostarczenia energii elektrycznej do sieci dla projektów, które wygrały aukcję. Operatorzy systemu są zobowiązani do dostosowania terminu w umowach o przyłączenie dla zwycięskich projektów, aby były one zgodne z terminami z aukcji (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.

W sytuacji, gdy dojdzie jednak do odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, przepisy Prawa energetycznego nakładają na przedsiębiorstwo energetyczne (zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej) obowiązek pisemnego powiadomienia o tym fakcie zarówno wnioskodawcy, jak i Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki⁷⁴. W przypadku, gdy przedsiębiorstwo energetyczne odmówi przyłączenia do sieci z powodu braku warunków ekonomicznych, może zawrzeć umowę o przyłączenie do sieci, ustalając w niej opłatę za przyłączenie w wysokości uzgodnionej z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie do sieci. Przedsiębiorstwo energetyczne, informując o odmowie przyłączenia do sieci podaje także szacowaną wysokość opłaty wraz z informacją o możliwości zażądania przedstawienia sposobu kalkulacji tej opłaty⁷⁵. Dodatkowo, w przypadku odmowy zawarcia umowy zarówno inwestor, jak i przedsiębiorstwo energetyczne mogą wystąpić do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o rozstrzygnięcie sporu co do odmowy zawarcia umowy o przyłączenie⁷⁶.

6.3. Bilansowanie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego

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 mogą kupować na nim energię w razie niedoboru lub sprzedawać nadwyżki, gdy np. wiatr wieje mocniej, niż oczekiwano. 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

⁷⁴ Ibidem, art. 7 ust. 1¹.

⁷⁵ Ibidem, art. 7 ust. 1² w zw. z ust. 9.

⁷⁶ Ibidem, art. 8 ust. 1.

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.

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.⁷⁴ In the event of a refusal to connect to the grid due to a lack of economic conditions, the energy company may enter into a grid connection agreement, determining in it the connection fee in the amount agreed with the entity applying for grid connection. The energy company, when informing about the refusal to connect to the grid, shall also give the estimated amount of the fee, together with information about the possibility of requesting the presentation of the method of calculating the fee.⁷⁵ 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.⁷⁶

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

⁷⁴ Ibid, Article 7¹.

⁷⁵ Ibid, Article 7² in conjunction with item 9.

⁷⁶ Ibid, Article 8 (1).

odchyleń wytwórcy od zakładanego grafiku. W ramach typowych 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 bezpośrednie znaczenie wyłącznie dla sprzedawcy).

6.4. EON, ION i FON

W myśl przepisów Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci⁷⁷ (dalej jako: „NC RfG”), w celu przyłączenia do sieci jednostek wytwórczych typu D konieczne jest uzyskanie pozwoleń na użytkowanie, tj. pozwolenia na podanie napięcia (ang. Energisation Operational Notification, „EON”), tymczasowego pozwolenia na użytkowanie (ang. Interim Operational Notification, „ION”), ostatecznego pozwolenia na użytkowanie (ang. Final Operational Notification, „FON”) i, względnie, ograniczonego pozwolenia na użytkowanie (ang. Limited Operational Notification, „LON”), ściśle powiązanych z etapami przyłączania.

Jako moduł wytwarzania typu D jest kwalifikowany każdy moduł wytwarzania o mocy przyłączeniowej 75 MW i powyżej przyłączany do sieci na napięciu poniżej 110 kV lub każdy moduł przyłączany do sieci na napięciu 110 kV i powyżej.

⁷⁷ Dz.U. UE. L. z 2016 r. Nr 112, str. 1 ze zm.

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 direct importance only to the vendor).

6.4. EON, ION and FON

In accordance with the provisions of Commission Regulation (EU) 2016/631 of April 14, 2016, establishing a code for grid operators on requirements for the connection of generating units to the grid⁷⁷ (hereinafter: „NC RfG”), in order to connect Type D generating units to the grid, it is necessary to obtain operating permits, i.e. Energization Operational Notification („EON”), Interim Operational Notification („ION”), Final Operational Notification („FON”) and, possibly, Limited Operational Notification („LON”), closely related to the connection stages.

Any generation module with a connection capacity of 75 MW and above connected to the grid at a voltage below 110 kV or any module connected to the grid at 110 kV and above is qualified as a Type D generation module.

⁷⁷ OJEU L 2016, no. 112, p. 1, as amended.

Wdrożenie wymogów NC RfG, w tym w zakresie procedury pozwolenia na użytkowanie dla modułów typu D, nastąpiło na podstawie wymogów ogólnego stosowania opracowanych przez operatora systemu przesyłowego – Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. – w drodze konsultacji z operatorami systemów dystrybucyjnych i zatwierdzonych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Jak wskazuje NC RfG, pozwolenie EON uprawnia właściciela zakładu wytwarzania energii do podania napięcia na jego sieć wewnętrzną i urządzenia pomocnicze dla modułów wytwarzania energii poprzez wykorzystanie przyłączenia do sieci określonego dla punktu przyłączenia. Wydawane jest przez właściwego operatora systemu pod warunkiem sfinalizowania prac przygotowawczych, łącznie z umową między właściwym operatorem systemu a właścicielem zakładu wytwarzania energii w sprawie ustawień zabezpieczeń i regulacji odpowiednich dla punktu przyłączenia⁷⁸. Po zakończeniu prac budowlanych związanych z budową obiektu przyłączanego, przeprowadzeniu odbiorów w stanie beznapięciowym oraz realizacji prac po stronie operatora umożliwiających przyłączenie obiektu do sieci wytwórcza składa do właściwego operatora wniosek o pozwolenie EON, stanowiące odpowiednik przekazania protokołu odbioru. W przypadku poprawnego wniosku operator wystawia pozwolenie EON, tj. odpowiednik oświadczenia o wykonaniu przyłączenia. Uzyskanie pozwolenia EON umożliwia podanie napięcia. Pozwolenie EON traci ważność z dniem w nim określonym (maksymalnie po upływie 24 miesięcy od dnia jego wydania) lub po wydaniu pozwolenia ION. Pozwolenie EON nie uprawnia właściciela zakładu energii do wprowadzania energii do sieci.

Pozwolenie ION uprawnia właściciela zakładu wytwarzania energii do eksploatacji modułu wytwarzania energii oraz wytwarzania energii poprzez wykorzystanie przyłączenia do sieci przez określony czas⁷⁹. Wydawane jest przez właściwego operatora systemu pod warunkiem sfinalizowania procesu weryfikacji danych i analiz wymaganych na mocy art. 35 ust. 3 NC RfG. Dla uzyskania ION konieczne jest przeprowadzenie prób napięciowych i odbiorów oraz prac umożliwiających przeprowadzenie synchronizacji przyłączanego modułu wytwarzania energii z siecią. Po złożeniu poprawnego wniosku o wydanie pozwolenia ION przez wytwórcę operator wystawia pozwolenie ION. Na jego podstawie przeprowadzana jest pierwsza synchronizacja. Pozwolenie ION traci ważność z dniem w nim określonym lub po wydaniu pozwolenia FON, jednak czas jego obowiązywania nie może być dłuższy niż 24 miesiące.

Zgodnie z NC RfG pozwolenie FON uprawnia właściciela zakładu wytwarzania energii do eksploatacji modułu wytwarzania energii poprzez wykorzystanie przyłączenia do sieci⁸⁰ – co istotne, wydawane jest na czas nieokreślony. Wydawane jest przez właściwego operatora systemu po

⁷⁸ Art. 34 NC RfG.

⁷⁹ Art. 35 NC RfG.

⁸⁰ Art. 36 NC RfG.

The implementation of the NC RfG's requirements for the operating permit procedure for D-type modules was based on the general application requirements of the transmission system operator, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., through consultations with distribution system operators and approved by the President of the Energy Regulatory Office.

As indicated in the NC RfG, the EON permit authorizes the owner of a generation unit to apply voltage to its internal grid and auxiliary equipment for generation modules by using the grid connection specified for the point of connection. It is issued by the relevant system operator subject to the finalization of preparatory work, including an agreement between the relevant system operator and the owner of the generation unit on the setting of safeguards and regulation appropriate to the point of connection⁷⁸. Upon completion of the construction work related to the construction of the facility to be connected, carrying out the acceptance in a de-energized state and carrying out the work on the part of the operator to enable the facility to be connected to the grid, the generator shall apply to the relevant operator for an EON permit, equivalent to the transfer of the acceptance protocol. If the application is correct, the operator will issue an EON permit, i.e. the equivalent of a statement on preparing grid connection. Obtaining an EON permit allows voltage to be applied. An EON permit expires on the date specified therein (after a maximum of 24 months from the date of issuance) or upon issuance of the ION permit. An EON permit does not entitle the owner of power generation unit to release energy into the grid.

An ION permit entitles the owner of a power generation unit to operate the power generation module and produce energy through the use of a grid connection for a specified period of time.⁷⁹ It is issued by a competent system operator subject to finalization of the data verification and analysis process required under Article 35 (3) of the NC RfG. In order to obtain an ION, it is necessary to carry out voltage and acceptance tests, as well as work to enable synchronization of the connected power generation module with the grid. After the generator submits a correct ION permit application, the operator issues an ION permit. On its basis, the first synchronization is performed. The ION permit shall expire on the date specified therein or after the issuance of the FON permit, but its duration shall not exceed 24 months.

According to the NC RfG, a FON permit entitles the owner of a generation unit to operate the generation module through the use of the grid connection⁸⁰ – importantly, it is issued for an indefinite period. It is issued by a competent system operator after all nonconformities established for the ION

⁷⁸ Article 34 NC RfG.

⁷⁹ Article 35 NC RfG.

⁸⁰ Article 36 NC RfG.

uprzednim usunięciu wszystkich niezgodności ustalonych na potrzeby statusu pozwolenia ION oraz pod warunkiem sfinalizowania procesu weryfikacji danych i analiz wymaganych na mocy art. 36 ust. 3 NC RfG. Wytwórca składa wnioski o FON po przeprowadzeniu pierwszej synchronizacji na podstawie ION oraz po ostatecznym ukończeniu prac nad obiektem przyłączanym, uzupełnieniu braków zgłoszonych przez operatora w wykazie uzupełnień w pozwoleniu ION oraz przeprowadzeniu testów sprawdzających parametry techniczno-ruchowe, zgodnie z postanowieniami umowy o przyłączenie z wynikiem pozytywnym. Operator wystawia FON w przypadku pozytywnej weryfikacji wniosku.

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 Prawie energetycznym.

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 koncesji⁸¹.

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 Prawie energetycznym warunki uzyskania koncesji. Do najważniejszych warunków należą:

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

Z kolei przesłankami negatywnymi, które uniemożliwiają uzyskanie koncesji, są m.in.: postępowanie upadłościowe lub likwidacyjne prowadzone względem wnioskodawcy, złożenie oświadczeń niezgodnych ze stanem faktycznym, skazanie za przestępstwa skarbowe czy uprzednie cofnięcie koncesji, związane z naruszeniami jej warunków (o którym mowa w art. 41 ust. 3 Prawa energetycznego).

Informacje i dokumenty, jakie należy przedłożyć przed Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki w postępowaniu o wydanie koncesji, uregulowano szczegółowo w Prawie

⁸¹ M. Domagała, Bezpieczeństwo energetyczne. Aspekty administracyjno-prawne, Lublin 2008, s. 103.

permit status have been resolved, and subject to the finalization of the data verification and analysis process required under Article 36 (3) of the NC RfG. The generator shall submit an application for FON after the first synchronization under the ION has been performed and the connected plant has been finally completed, the deficiencies reported by the operator in the list of additions in the ION permit have been remedied, and the tests to verify the technical and operational parameters have been carried out in accordance with the provisions of the grid connection agreement with a positive result. The operator will issue an FON if the application is positively verified.

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.⁸¹

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, or a prior revocation of a license, related to violations of its terms (as referred to in Article 41(3) of the Energy Law

The information and documents to be submitted to the President of the Energy Regulatory Office (URE) in the proceedings for the issuance of a license are regulated in

⁸¹ M. Domagała, Bezpieczeństwo energetyczne. Aspekty administracyjno-prawne, Lublin 2008, p. 103.

energetycznym, a pomocny w tym zakresie jest Pakiet informacyjny dla przedsiębiorców zamierzających prowadzić działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu energii elektrycznej w instalacjach odnawialnego źródła energii (OZE) w tym stanowiących jednostki kogeneracji (OZE CHP) opublikowany przez Urząd Regulacji Energetyki w lutym 2022 r.

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.

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 Prawa energetycznego 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 Urzędu Regulacji Energetyki 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.

detail in the Energy Law. A helpful source in this regard is the Information Package for entrepreneurs intending to conduct business activities involving the generation of electricity in renewable energy source (RES) plants, including those constituting cogeneration units (RES CHP), published by the Energy Regulatory Office in February 2022.

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.

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 a regulation.

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.



**Lądowa
energetyka wiatrowa**
Uwarunkowania i perspektywy
biznesowe

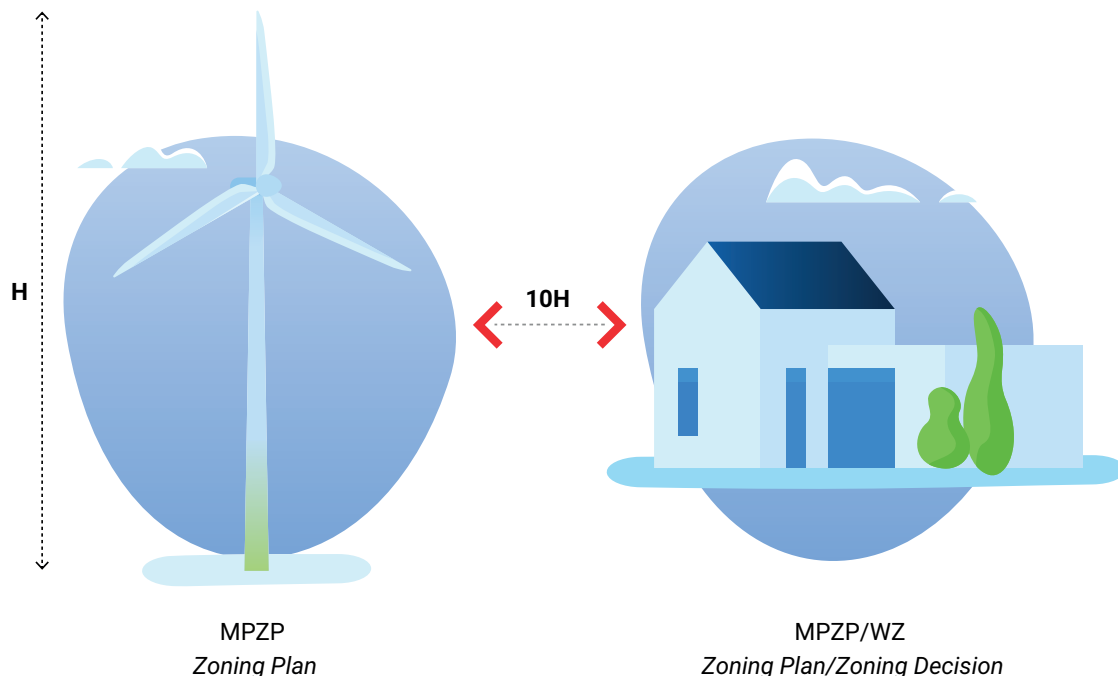
Onshore wind energy
Business conditions and prospects

Lokalizacja inwestycji – normy odległościowe

23 kwietnia 2023 r. weszła w życie długo wyczekiwana przez branżę energetyki wiatrowej nowelizacja ustawy z 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (dalej „ustawa odległościowa”). Akt ten wprowadza zmiany w zasadach lokalizowania inwestycji w zakresie lądowych elektrowni wiatrowych w gminach, które wyrażą 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.

Liberalizacja ustawy odległościowej zakłada utrzymanie generalnej zasady 10H (por. Rysunek 4), lecz dopuszcza uelastycznienie jej i oddanie większego władztwa w zakresie wyznaczania lokalizacji elektrowni wiatrowych gminom w ramach procedury planistycznej, tj. dotyczącej uchwalenia lub zmiany miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, opracowanego z uwzględnieniem możliwości budowy elektrowni wiatrowej. Tym samym dokument planistyczny będzie mógł określać inną odległość elektrowni wiatrowej od budynku mieszkalnego (por. Rysunek 5).

Rysunek 4. Ogólna zasada lokalizowania elektrowni wiatrowych



Zgodnie z przyjętymi regulacjami, w przypadku lokalizowania, budowy lub przebudowy elektrowni wiatrowej odległość tej

Project location – distance standards

On April 23, 2023, the long-awaited amendment to the Act of May 20, 2016 on Investment in Wind Power Plants (hereinafter the “Distance Law”) came into force for the wind power industry. The act amends the rules for locating onshore wind power plants in communes that express a willingness to locate such infrastructure, as well as unblocking residential development in the vicinity of these plants while maintaining maximum safety in their operation and ensuring full information about the planned investment for residents of the surrounding areas.

The relaxation of the Distance Law provides for the retention of the general 10H rule (see Figure 4.), but allows the above-mentioned distance rule to be made more flexible and to give more authority for determining the location of wind power plants to communes within the framework of the planning procedure, i.e. concerning the enactment or amendment of a local zoning plan, developed with the possibility of building a wind power plant in mind. Thus, the planning document will be able to specify a different distance of the wind turbine from the residential building (see Figure 5).

Fig. 4. General principle of locating wind power plants

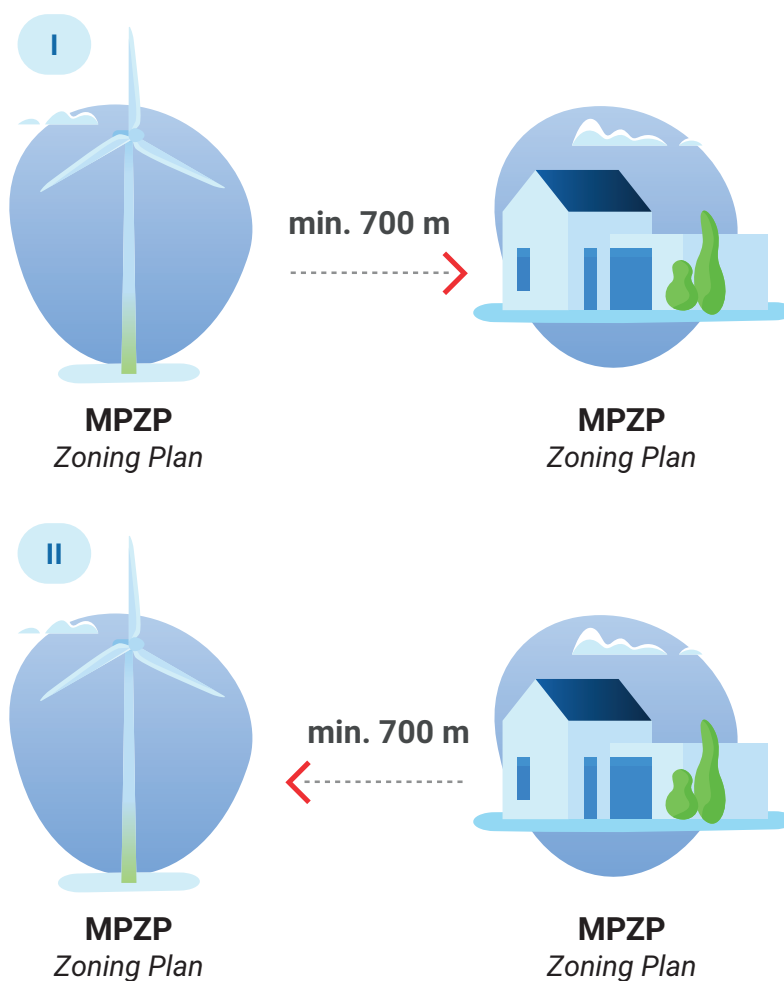
According to the adopted regulations, when locating, constructing or reconstructing a wind farm, the distance of

elektrowni od budynku mieszkalnego albo budynku o funkcji mieszanej może być mniejsza niż 10H, jeżeli plan miejscowy określa inną odległość, wyrażoną w metrach, jednak nie mniejsza niż 700 metrów (por. Rysunek 4 i Rysunek 5, poz. I). Jednocześnie w przypadku lokalizowania lub budowy budynku mieszkalnego albo budynku o funkcji mieszanej, na podstawie decyzji WZ albo decyzji LICP, albo lokalizowania takiego budynku na podstawie planu miejscowego odległość tego budynku od elektrowni wiatrowej wynosi nie mniej niż 700 metrów (Rysunek 5, poz. II).

the wind farm from a residential building or a building with a mixed function may be less than 10H, if the local plan specifies a different distance, expressed in meters, but not less than 700 meters (see Figure 4. and Figure 5., item I). At the same time, in the case of locating or constructing a residential building or a mixed-use building on the basis of a land development conditions decision ("WZ") or a decision on the site location of a public-purpose line-investment project ("LICP") , or locating such a building on the basis of a local spatial plan, the distance of such a building from a wind power plant is not less than 700 m (Figure 5, item II).

Rysunek 5. Liberalizacja zasady lokalizowania elektrowni wiatrowych

Fig. 5. Relaxation of the principle of locating wind power plants



Nowelizacja ustawy odległościowej przewiduje, że gdy odległość elektrowni wiatrowej od budynku mieszkalnego albo budynku o funkcji mieszanej jest mniejsza niż 10H i wykracza poza granice gminy, MPZP musi również sporządzić gmina pobliska co najmniej dla położonego na jej terenie obszaru znajdującego się w odległości nie większej niż 700 metrów od planowanej elektrowni wiatrowej, chyba że dla obszaru tego istnieje już plan, który uniemożliwia zabudowę budynkami mieszkalnymi lub budynkami o funkcji mieszanej, w których zawiera się funkcja mieszkalna (por. Rysunek 6)

The amendment to the Distance Law stipulates that when the distance of a wind power plant from a residential building or a mixed-use building is less than 10H and extends beyond the boundaries of a commune, a Zoning Plan (Pol: MPZP) must also be drawn up by the neighboring commune for at least the area located within its territory at a distance of no more than 700 m from the planned wind power plant, unless a plan already exists for the area, which prevents the development of residential buildings or mixed-use buildings that include a residential function (see Fig. 6)

SUSI Partners to szwajcarski podmiot zarządzający aktywami specjalizujący się w inwestycjach infrastrukturalnych związanych z transformacją energetyczną z dedykowanymi strategiami kapitałowymi i kredytowymi. Początkowo działaliśmy na polskim rynku po stronie kredytowej, lecz w listopadzie 2021 r. uruchomiliśmy własną platformę energii odnawialnej – Luneos Green Energy („LGE”), wraz z naszym zaufanym lokalnym partnerem Luneos sp zoo za pośrednictwem spółki celowej OECD. LGE to platforma do rozwoju i obsługi projektów wiatrowych i fotowoltaicznych w Polsce, której celem jest stworzenie Niezależnego Producenta Energii. Obecnie posiadamy pokaźny portfel projektów na różnych etapach rozwoju, a pierwsze aktywa zostaną uruchomione w 2023 r. Nasza strategia pozwala nam nabywać projekty na rynku lub rozwijać je we własnym zakresie do fazy operacyjnej.



Richard Braakenburg
Szef inwestycji kapitałowych, SUSI Partners
Head Equity Investments, SUSI Partners

Zasada 10H (wymagająca lokalizacji turbin wiatrowych w znacznej odległości od budynków mieszkalnych) była kluczowym czynnikiem blokującym rozwój lądowej energetyki wiatrowej w Polsce. W związku z tym byliśmy ostrożni w nabywaniu projektów wiatrowych, które nie są w pełni rozwinięte. Widzimy jednak, że Polska łagodzi zasadę 10H, co powinno umożliwić rozwój nowych projektów wiatrowych na lądzie w oparciu o najnowocześniejszą technologię. Spowoduje to przesunięcie ryzyka związanego z realizacją inwestycji w kierunku zapewnienia przyłączenia do sieci, szczególnie biorąc pod uwagę niedawny boom na rozwój fotowoltaiki w Polsce, który pochłania znaczną część dostępnej mocy sieciowej.

Premia za rozwój projektów wiatrowych i fotowoltaicznych wzrosła drastycznie w 2022 r. w związku z kryzysem energetycznym (i prognozami cen energii elektrycznej) oraz względnym niedoborem projektów. Podczas gdy podwyższone ceny energii elektrycznej mogą spaść w ciągu kilku lat, mocno wierzymy w podstawy polskiego rynku energii elektrycznej, który wymaga pilnej dekarbonizacji.

Strategie przychodów są powiązane z docelowymi profilami ryzyka i zwrotu. Chociaż kontrakty na różnicę („CfD”) zapewniają większy stopień pewności, widzimy duży potencjał dla korporacyjnych umów zakupu energii („PPA”), a nawet sprzedaży energii elektrycznej w Polsce. Obserwujemy pewne „innowacje” ze strony lokalnych banków i międzynarodowych kredytodawców, które pozwoliłyby również na pozyskanie długu przez projekty komercyjne w najbliższej przyszłości. Koszt długu wzrósł znacząco w 2022 r., a finansowanie w EUR, które ma niższą stopę bazową niż WIBOR, może również być zasadne, w zależności od charakteru bazowych przepływów pieniężnych.

Ogólnie rzecz biorąc, postrzegamy Polskę jako bardzo atrakcyjny rynek energii odnawialnej, który jest otwarty na inwestorów zagranicznych. Posiadanie silnego zespołu na miejscu, który może wykorzystać lokalne sieci i możliwości pozarynkowe, jest kluczowe dla osiągnięcia sukcesu na tym rynku. Należy oczywiście uważnie śledzić zmiany w otoczeniu regulacyjnym, takie jak wprowadzone ostatnio limity cen energii elektrycznej w całej UE, w tym w Polsce, niemniej jednak wierzymy w długoterminowe podstawy polskiego rynku energetycznego.

SUSI Partners is a Swiss fund manager specialized in energy transition infrastructure investments with dedicated equity and credit strategies. We were initially active in the Polish market on the credit side, but in November 2021, we launched our own renewable energy platform, Luneos Green Energy (“LGE”), alongside our trusted local partner Luneos sp zoo through our OECD equity vehicle. LGE is a platform to develop and operate wind and solar PV projects in Poland with the objective to build an Independent Power Producer. We currently have a sizable portfolio of projects at various development stages, with the first assets coming online in 2023. Our strategy allows us to either acquire projects on the market or develop them internally to the operational phase.

The 10H rule (requiring wind turbines to be located at a significant distance from residential buildings) has historically been the key blocker of onshore wind development in Poland. As a result, we have been cautious in acquiring wind projects that are not fully developed. However, we understand that Poland is relaxing the 10H rule, which should allow for development of new onshore wind projects based on state-of-the-art technology. This will shift development risk towards securing grid connection, with the recent boom in solar PV developments in Poland consuming a significant share of available grid capacity.

Development premiums for wind and solar PV projects have increased dramatically in 2022 on the back of the energy crisis (and electricity price forecasts) as well as relative scarcity of projects. While elevated electricity prices may decrease in a few years, we strongly believe in the fundamentals of the Polish electricity market, which requires urgent decarbonization.

Revenue strategies are linked to the targeted risk-return profiles. While contracts for difference (“CfDs”) provide a greater degree of certainty, we see a lot of potential for corporate power purchase agreements (“PPAs”) and even merchant electricity sales in Poland. We are observing some “innovations” from local banks and international lenders that would also allow merchant projects to raise debt in the near future. The cost of debt has increased substantially in 2022, and EUR financing, which has a lower base rate than the WIBOR, could also make sense depending on the nature of the underlying cash flows.

Overall, we perceive Poland as a very attractive market for renewables that is open to foreign investors. Having a strong local team in place, which can leverage on local networks and off-market opportunities, is critical for success in this market. Changes in the regulatory environment such as the recently introduced electricity price caps across the EU, including in Poland, need to be monitored closely. However, we continue to believe in the long-term fundamentals of the Polish energy market.

Rysunek 6. Konieczność uchwalenia MPZP przez gminę pobliską

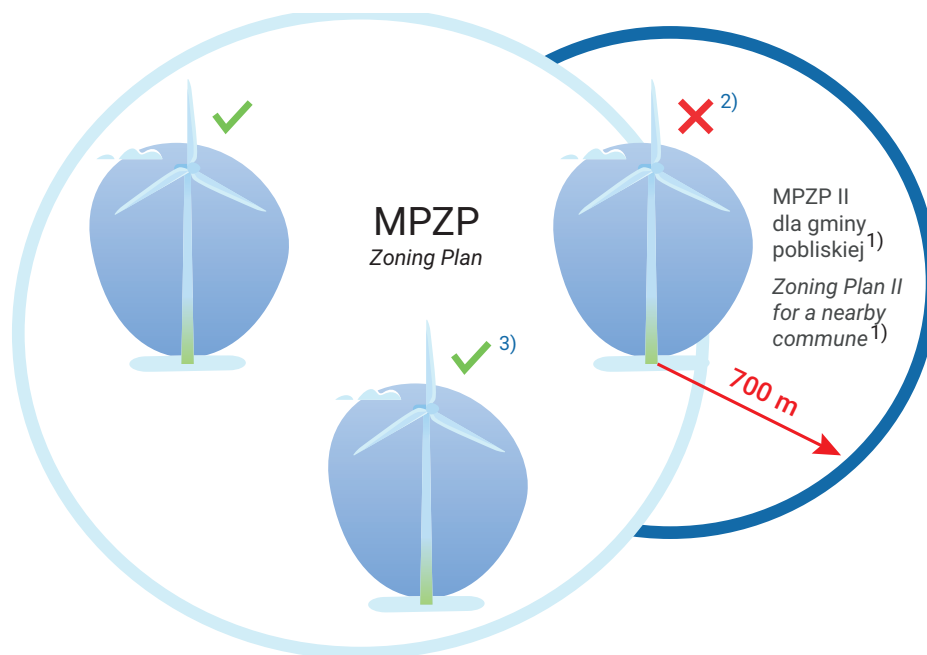


Fig. 6. The need for a nearby commune/ municipality to adopt an MPZP

¹⁾ Plan miejscowy sporządza również gmina pobliska co najmniej dla położonego na jej terenie obszaru znajdującego się w odległości nie większej niż 700 metrów od tej elektrowni wiatrowej, w przypadku gdy odległość elektrowni wiatrowej od budynku mieszkalnego albo budynku o funkcji mieszkalnej jest mniejsza niż 10H.

²⁾ Brak możliwości budowy elektrowni wiatrowej, gdy MPZP II nie został uchwalony albo dla tego obszaru MPZP II umożliwia zabudowę budynkami mieszkalnymi lub budynkami o funkcji mieszkalnej.

³⁾ możliwości budowy elektrowni wiatrowej, gdy MPZP II nie został uchwalony albo dla tego obszaru MPZP II umożliwia zabudowę budynkami mieszkalnymi lub budynkami o funkcji mieszkalnej.

¹⁾ ZP is also prepared by a nearby municipality at least for the area located in its territory at a distance no more than 700 meters from this wind power plant, where the distance of the wind power plant from a residential building or a building with a mixed function is less than 10H.

²⁾ The possibility of building a wind power plant when ZP II has not been enacted, or for this area ZP II allows the development of residential buildings or buildings mixed functions.

³⁾ The possibility of building a wind power plant when ZP II has not been adopted or for this area ZP II allows the development of residential buildings or buildings mixed functions.

Co ważne, powyższe kryteria odległościowe dotyczące lokalizacji i budowy budynków mieszkalnych lub budynków o funkcji mieszanej dotyczą jedynie planowanej elektrowni wiatrowej. Zgodnie bowiem z art. 12 nowelizacji ustawy odległościowej w przypadku określania odległości takiego budynku od elektrowni wiatrowej, dla której decyzja o pozwoleniu na budowę stała się ostateczna przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, nie stosuje się kryterium odległościowego. Powyższe rozwiązanie jest tylko pozornie korzystne. Rezygnacja z konieczności uwzględnienia minimalnej odległości 700 metrów nie daje bowiem pełnej swobody w lokalizowaniu i budowie budynków mieszkalnych lub o funkcji mieszanej. Obowiązuje wiele innych zewnętrznych wymogów normatywnych, które mogą wpłynąć na konieczność zachowania odległości ustalonej przez organ architektoniczno-budowlany przy wydawaniu pozwolenia na budowę lub przyjmowania zgłoszenia dla budynku mieszkalnego lub o funkcji mieszanej. Przykładowo dotyczy to konieczności ochrony akustycznej terenów zabudowanych. W tym zakresie konieczne jest spełnienie wymogów dopuszczalnych poziomów hałasu, które zostały określone

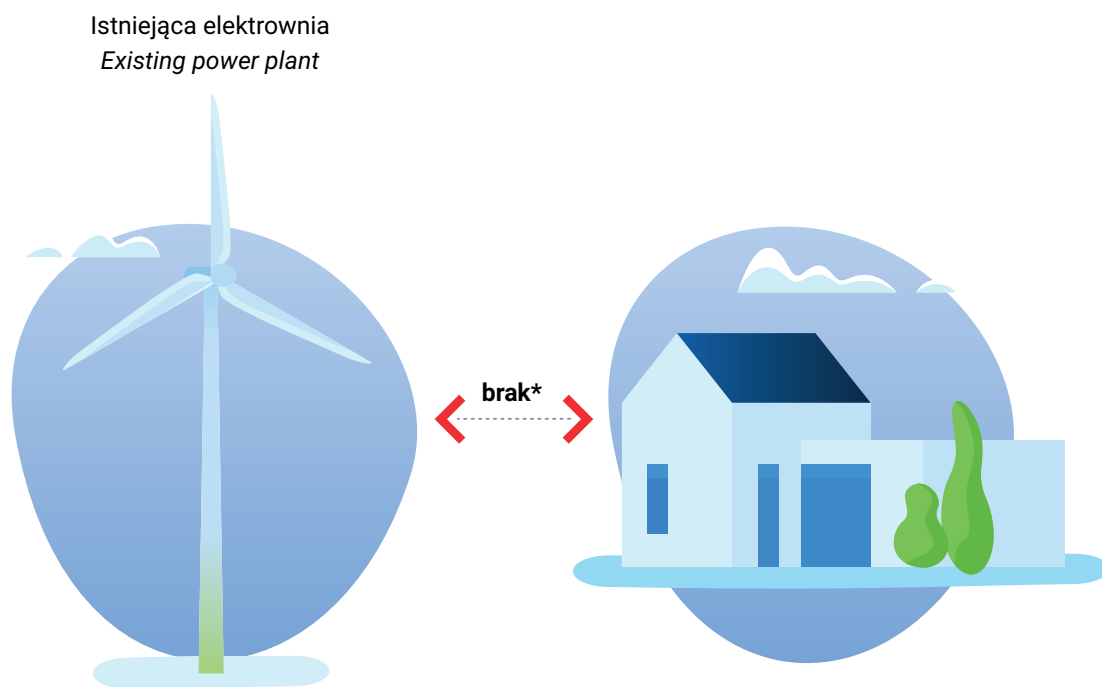
Importantly, the above distance criteria for the location and construction of residential or mixed-use buildings apply only to a planned wind power plant. As per Article 12 of the amended Distance Law, in the case of determining the distance of such a building from a wind power plant for which the construction permit decision became final before the date of entry into force of this Law, the distance criterion shall not apply. The above solution is only seemingly beneficial. Abolishing the need to include the minimum distance of 700 meters does not give full freedom to locate and construct residential or mixed-use buildings. There are many other external normative requirements that may affect the need to maintain the distance established by the architectural and construction authority when issuing a construction permit or accepting an application for a residential or mixed-use building. This applies e.g. to the need for acoustic protection of built-up areas. In this regard, it is necessary to meet the requirements of permissible noise levels, which are specified in the Regulation of the Minister of the Environment of June 14,

w rozporządzeniu Ministra Środowiska z 14 czerwca 2007 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku (por. Rysunek 7)

2007 on permissible noise levels in the environment (see Fig. 7).

Rysunek 7. Lokalizacja zabudowy mieszkalnej od istniejącej elektrowni wiatrowej

Fig. 7. Location of residential development with respect to an existing wind farm



* do lokalizowania lub budowy budynku mieszkalnego nie stosuje się wymogów odległościowych, o ile dla danej elektrowni wiatrowej decyzja o pozwoleniu na budowę stała się ostateczna przed dniem wejścia w życie nowelizacji ustawy odległościowej.

Distance requirements do not apply to the location or construction of a residential building, as long as, for the wind power plant in question, the decision on the construction permit became final before the date of entry into force of the amended Distance Law.

Co więcej, nowelizacja wprowadza minimalną odległość od sieci elektroenergetycznych. Zgodnie z regulacjami odległość elektrowni wiatrowej od sieci elektroenergetycznej jest równa lub większa od 3-krotności maksymalnej średnicy wirnika wraz z łopatomy albo równa lub większa od 2-krotności maksymalnej całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej, w zależności od tego, która z tych wartości jest większa. Dotyczy to zarówno lokalizowania zespołów wiatrowych na podstawie MPZP, jak również ich budowy i rozbudowy (por. Rysunek 8 poz. I).

Dodatkowo, w przypadku lokalizowania sieci elektroenergetycznej najwyższych napięć na podstawie planu miejscowego, decyzji WZ, decyzji LIPC albo decyzji o ustaleniu lokalizacji strategicznej inwestycji w zakresie sieci przesyłowych, o której mowa w art. 5 ust. 1 ustawy z 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych (decyzji SISP), a także jej budowy lub przebudowy na podstawie pozwolenia na budowę albo zgłoszenia, odległość tej sieci od elektrowni

In addition, the amendment introduces a minimum distance from power grids. According to the regulations, the distance of a wind farm from the power grid is equal to or greater than three times the maximum diameter of the rotor including blades, or equal to or greater than twice the maximum total height of the wind farm, whichever is greater. This applies both to the location of wind farm complexes on the basis of an MPZP, as well as to their construction and extension (see Fig. 8 item I).

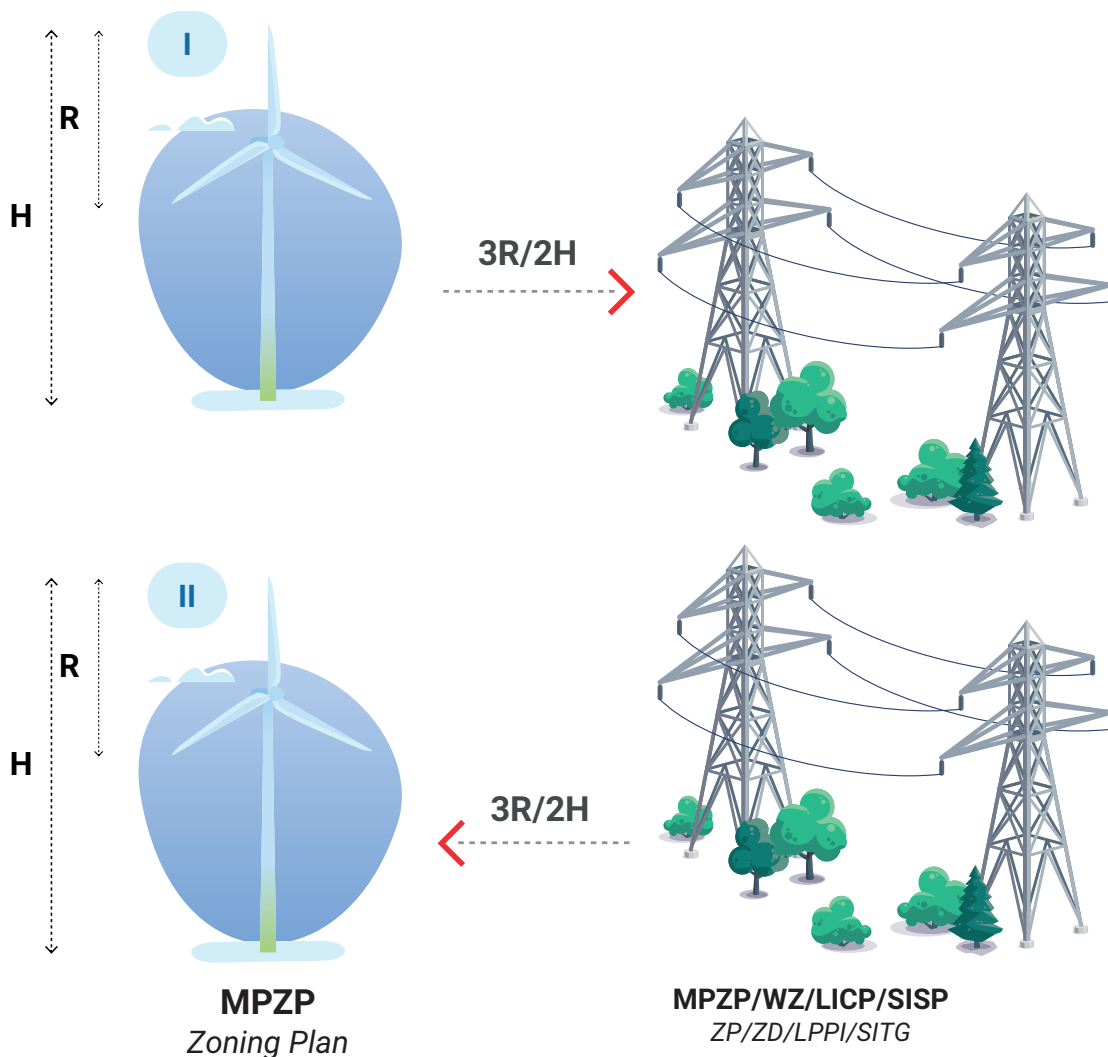
In addition, in the case of locating an ultra-high voltage power grid on the basis of a local plan, a WZ decision, a LIPC decision or a decision on determining the location of a strategic investment in transmission networks referred to in Article 5 (1) of the Law of July 24, 2015 on the preparation and implementation of strategic investments in transmission networks (SISP decision), as well as its construction or reconstruction on the basis of a construction permit or notification, the distance of this network from the wind power

wiatrowej jest równa lub większa od 3-krotności maksymalnej średnicy wirnika wraz z łopatkami albo równa lub większa od 2-krotności maksymalnej całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej, określonej w planie miejscowym, decyzji WZ albo decyzji LICP, w zależności od tego, która z tych wartości jest większa (por. Rysunek 8, poz. II).

plant is equal to or greater than three times the maximum diameter of the rotor including blades, or equal to or greater than two times the maximum overall height of the wind power plant, as specified in the local plan, WZ decision or LICP decision, whichever is greater (see Fig. 8, item II).

Rysunek 8. Kryteria odległościowe pomiędzy elektrownią wiatrową a siecią elektroenergetyczną

Fig.8. Distance criteria between wind farm and electricity grid



Należy też wspomnieć o dystansie pomiędzy obiektami wiatrowymi a wybranymi formami ochrony przyrody. Regulacje zakazują lokalizacji elektrowni wiatrowych na terenach parków narodowych, rezerwatów przyrody, parków krajobrazowych i obszarów Natura 2000. Jednocześnie minimalna odległość elektrowni wiatrowej od:

- parku narodowego – jest równa lub większa od 10-krotności całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej
- rezerwatu przyrody – wynosi nie mniej niż 500 metrów.

It is necessary to mention the distance between wind facilities and selected forms of nature conservation. The regulations prohibit locating wind turbines in national parks, nature reserves, scenic parks, and Natura 2000 areas. At the same time, the minimum distance of a wind farm from:

- national park – shall be equal to or greater than ten times the total height of the wind farm
- nature reserve – shall be not less than 500 m.

Stan obecny

Inwestycja w budowę lądowej farmy wiatrowej jest procesem złożonym, długotrwałym i kapitałochłonnym, który wymaga specjalistycznej wiedzy i doświadczenia. Podobnie jak w latach poprzednich ocena ryzyka w procesie inwestycyjnym 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 projektów w ostatnich latach (2016–2022) byli na ogół inwestorzy branżowi lub finansowi, którzy z pomocą generalnych wykonawców lub samych deweloperów (w formule „pod klucz”) finalizowali rozpoczęty proces budowlany i przechodzili do fazy eksploatacyjnej bądź nabywali funkcjonującą farmę. Z perspektywy inwestorów bardzo istotnym zagadnieniem jest kwestia zabezpieczenia przychodów. W szczególności, w przypadku nabywania instalacji nieobjętych systemem wsparcia w postaci „zielonych certyfikatów”, które dominują w ostatnich latach, zabezpieczenie strumieni pieniężnych w postaci sprzedaży określonych ilości energii w ramach wygranych aukcji bądź na podstawie kontraktu na dostawę energii podpisanego z odbiorcą jest kluczowym elementem wpływającym na wartość inwestycji.

Uchwalenie na początku 2023 r. zmiany ustawy odległościowej może w krótkim czasie doprowadzić do pojawienia się na rynku wielu nowych projektów. W takim wypadku istotnymi czynnikami, na które należy 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 otrzymanie warunków przyłączenia do sieci.

Bazując na doświadczeniach sprzed roku 2016 oraz przepisach znowelizowanej ustawy z marca 2023 roku, etapy przygotowania procesu inwestycyjnego zostały przedstawione w poniższym punkcie.

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 (2016–2022), 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, which started to become a dominant phenomenon in recent years, 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 in 2023 may in a short period of time lead to the emergence of many new projects. 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 and the provisions of the amended Distance Law of March 2023, the preparatory stages of the investment process are outlined in the following section.

2.1. Etapy przygotowania i realizacji inwestycji

Lokalizacja inwestycji

- Wybór lokalizacji inwestycji pod farmę wiatrową, w tym:
 - wstępne analizy miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego oraz strategicznej oceny oddziaływania na środowisko przygotowane przez gminę (dla inwestorów ubiegających się o pozwolenie na budowę po nowelizacji ustawy odległościowej w 2023 r.)
 - wstępna analiza możliwości pozyskania gruntów pod farmę i infrastrukturę (zawarcie umów przedwstępnych uprawniających do dysponowania gruntami)
 - wstępna analiza uwarunkowań środowiskowych
 - wstępne konsultacje z władzami lokalnymi z uwzględnieniem możliwości ewentualnej modyfikacji lub uchwalenia nowego MPZP.
- Analiza możliwości budowy farmy wiatrowej w wybranej lokalizacji, w tym:
 - wstępna analiza możliwości przyłączenia do sieci elektroenergetycznej oraz analiza przebiegu tras kablowych
 - wstępna analiza warunków budowlanych oraz infrastruktury drogowej
 - wstępny audyt ekologiczny/screening.
- Uzyskanie akceptacji dla budowy farmy u władz lokalnych.
- Przeprowadzenie konsultacji społecznych i uzyskanie akceptacji lokalnej społeczności.
- Wykonanie lub aktualizacja planu zagospodarowania przestrzennego albo uzyskanie decyzji o warunkach zabudowy.

Analiza opłacalności

- Przeprowadzenie badań pomiarowych parametrów wietrznych, w tym:
 - uzyskanie decyzji o warunkach zabudowy dla masztu pomiarowego (jednego lub więcej)
 - budowa masztu (masztów) pomiarowego i zbieranie danych w okresie minimum jednego roku.
- Analiza pomiarów wietrzności, wielowariantowy dobór turbin, oszacowanie produktywności, określenie lokalizacji poszczególnych turbozespołów.
- Analiza wykonalności i analiza kosztów przyłączenia do sieci.
- Opracowanie wstępnego biznesplanu (z uwzględnieniem zaoferowania przez inwestora co najmniej 10% mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowej mieszkańcom gminy w modelu prosumenta wirtualnego dla farm ubiegających się o pozwolenie na budowę w ramach znowelizowanej ustawy).

Procedury i formalności

- Wystąpienie o warunki przyłączenia do sieci (Opracowanie przez OSD/OSP ekspertyzy wpływu farmy wiatrowej na krajowy system elektroenergetyczny).

2.1. Stages of investment preparation and execution

Project location

- Wind farm site selection, including:
 - preliminary analyses of the Zoning Plan (MPZP) and strategic environmental impact assessment prepared by the commune/municipality (for investors applying for a construction permit after the amendment of the distance law in 2023)
 - preliminary analysis of the possibility of acquiring land for the farm and infrastructure (conclusion of preliminary agreements authorizing the disposal of land)
 - preliminary analysis of environmental conditions
 - preliminary consultations with local authorities, taking into account the possibility of possible modification or adoption of a new Zoning Plan (MPZP).
- Analysis of the possibility of building a wind farm in the selected location, including:
 - preliminary analysis of the possibility of connection to the power grid and analysis of cable routes
 - preliminary analysis of construction conditions and road infrastructure
 - preliminary environmental audit/screening.
- Obtaining approval for the construction of the farm from local authorities.
- Conducting public consultations and obtaining approval from the local community.
- Drawing up or updating of the Zoning Plan, or obtaining a decision on development conditions (WZ).

Profitability analysis

- Performing measurements of wind parameters, including:
 - obtaining a land development conditions decision for a metering mast (one or more)
 - building the measurement mast(s) and collecting data over a minimum period of 1 year.
- An analysis of wind measurements, multi-variant turbine selection, estimating productivity, determining the location of individual turbine units.
- A feasibility study and cost analysis of grid connection.
- Drawing up a preliminary business plan (taking into account the investor offering of at least 10% of the installed capacity of the wind power plant to the residents of the commune/municipality in the virtual prosumer model for farms applying for a construction permit under the amended Distance Law).

Procedures and formalities

- Applying for grid connection conditions (Expertise by the DSO/TSO on the impact of the wind farm on the national power system).

11. Uzyskanie prawa do dysponowania gruntem.	11. Obtaining land use rights.
12. Uzyskanie warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej.	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.	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. Opracowanie raportu o wpływie farmy wiatrowej na środowisko.	14. Preparing a wind farm environmental impact assessment report.
15. Decyzja gminy o środowiskowych uwarunkowaniach dla danej inwestycji (na podstawie decyzji wydanych przez Regionalną Dyрекcję Ochrony Środowiska).	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. Wybór dostawcy urządzeń.	16. Selecting the equipment vendor.
17. Opracowanie projektu budowlanego pod pozwolenia na budowę.	17. Drawing up the building permit design for the needs of the building permit.
18. Opracowanie szczegółowego biznesplanu.	18. Drawing up a detailed business plan.
19. Uzyskanie promesy koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej wraz ze stwierdzeniem występowania tzw. efektu zachęty.	19. Obtaining a promise of the concession for power generation with a statement of the existence of the so-called incentive effect.
20. Zawarcie umowy przedwstępnej na sprzedaż energii elektrycznej i certyfikatów pochodzenia.	20. Concluding a preliminary agreement for the sale of electricity and certificates of origin.
21. Zawarcie umowy przyłączeniowej z OSD/OSP.	21. Concluding a connection agreement with the DSO/TSO.
22. Uzyskanie pozwolenia (pozwoleń) na budowę.	22. Obtaining building permit(s).
Finansowanie i udział w aukcji	Financing and participation in the auction
23. Pozyskanie promesy kredytu bankowego lub innej gwarancji finansowania projektu.	23. Obtaining a bank loan promise or other guarantee for project financing.
24. Uzyskanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji (prekwalifikacja).	24. Obtain a certificate of eligibility to participate in the auction (prequalification).
25. Wygrana w aukcji. Uwaga – alternatywą dla udziału w aukcji może być podpisanie umowy PPA z partnerem o wysokim ratingu kredytowym.	25. Winning the auction. Note – an alternative to participating in the auction may be to sign a PPA with a partner with a high credit rating.
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).	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).
Realizacja	Execution
27. Realizacja procesu budowlanego.	27. Construction Process.
28. Uzgodnienie instrukcji współpracy z OSD/OSP.	28. Establishing instructions for cooperation with DSO/TSO.
29. Uzyskanie koncesji na wytwarzanie energii.	29. Obtaining a power generation license.
30. Uzyskanie pozwolenia na użytkowanie obiektu.	30. Obtaining the occupancy permit for the facility.

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

Każdy z wskazanych powyżej dwóch sposobów ma swoje wady i zalety, a wybranie optymalnej formy transakcji uzależnione jest od wielu czynników. Podstawową zaletą transakcji udziałowej jest pewność utrzymania wszelkich praw dotyczących projektu przez nabywcę. Zaś jej wadą jest to, 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 związane z przenoszonym majątkiem. Podstawową wadą transakcji na prawach do projektu jest ryzyko nieskuteczności przeniesienia praw z umów cywilnoprawnych oraz decyzji administracyjnych uzyskanych przez sprzedającego. Z tego powodu na rynku zdecydowanie dominuje model transakcji share deal.

Istotnym elementem przy wyborze formy transakcji jest także zagadnienie dotyczące 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 badania 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, etc.

2.2. 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 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 analysis, 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.

- 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, niekorzystne warunki umów dzierżawy gruntów, niekorzystne umowy z instytucjami finansującymi, limity cenowe wpływające na realizację umów PPA, niepewność w zakresie rozwoju modelu rynku energii, etc.
- ryzyka środowiskowe: nieprawidłowe pomiary hałasu i nieuwzględnienie występowania terenów lub gatunków chronionych, etc.
- ryzyka prawne: brak wystarczającego zabezpieczenia tytułu prawnego do nieruchomości, wadliwość uzyskanych pozwoleń, nieostateczność lub wzruszalność decyzji administracyjnych, niezgodność projektu z warunkami zagospodarowania przestrzennego, nienależyte zabezpieczenie interesów kontraktowych, etc.
- ryzyka podatkowe: różnice kursowe i odsetki od otrzymanego finansowania, niedostateczna kapitalizacja, dokumentacja usług niematerialnych świadczonych przez podmioty powiązane, nieodpłatne świadczenia, rozliczenie otrzymywanych dotacji, ryzyko niewykorzystania straty podatkowej, brak certyfikatów rezydencji i zaświadczeń o niezaleganiu z należnościami publicznoprawnymi, etc.

Ze względu na mnogość ryzyk, o których mowa powyżej, strony potencjalnej transakcji sprzedaży/zakupu lądowej farmy wiatrowej powinny dokonać ich szczegółowej analizy w ramach procesu due diligence. Analiza, wykonywana zarówno przez Kupującego jak i Sprzedającego, powinna uwzględniać stadium rozwoju projektu, ponieważ katalog ryzyk dla projektu w fazie gotowej do rozwoju będzie istotnie różnił się od tego towarzyszącego farmie będącej w fazie operacyjnej.

2.2.1. 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). 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,

- 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 of land lease agreements, unfavorable agreements with financing institutions, price caps affecting the execution of PPAs, uncertainty regarding the development of the energy market model, 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-finality or revocability of administrative decisions, non-compliance of the design with zoning conditions, inadequate security of contractual interests, etc.
- tax risks: 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, etc.

Due to the multitude of risks mentioned above, the parties to a potential transaction for the sale/purchase of an onshore wind farm should perform a detailed analysis thereof as part of the due diligence process. It should be noted that the above analysis, performed by both the Buyer and the Seller, should take into account the development stage of the project, as the catalog of risks for a project at the ready-to-develop stage will differ significantly from that in the case of a farm at the operational stage

2.2.1. 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,

produktywność, tytuł prawny do nieruchomości, warunki przyłączenia do sieci oraz dane kontaktowe.

2.2.2. Perspektywa nabywcy – buy-side due diligence

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

Kluczową kwestią w przypadku transakcji nabycia udziałów farmy wiatrowej (share deal) jest model kalkulacji ceny przyjęty przez strony transakcji. Choć 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 dwie metody ustalenia ceny zakupu udziałów. Pierwszą z nich jest tzw. metoda Completion Accounts, a drugą tzw. metoda Locked Box. Decyzja stron o przyjęciu jednej z nich zapada najczęściej 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.

1. Metoda 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 (uwzględniające cenę rynkową za nabywane aktywa oraz jej modyfikację będącą wynikiem negocjacji pomiędzy stronami), 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.

productivity, legal title to the property, grid connection conditions and contact details.

2.2.2. 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

A key issue in a 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. One of them is the so-called Closing Accounts method, and the other is the Locked Box method. The parties' decision to adopt one of them is usually made 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.

1. 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.

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 od dnia formalnej sprzedaży udziałów.

2. Metoda 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 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/sprzedaż 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 zaniżenia.

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.

2. 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 transaction 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.

3.1. 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 kilkuset 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 mikro-inwestycje (dla mniejszych przedsiębiorców, JST i osób fizycznych) – np. program „Energia dla wsi” zakłada dofinansowanie budowy lądowej farmy wiatrowej o mocy zainstalowanej do 1,0 MW dla rolników oraz do 10 MW dla spółdzielni energetycznych
- 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 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

3.1. 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). These are funds granted for small and micro-investments (for smaller entrepreneurs, local government units and individuals) – e.g., the “Energy for Villages” program provides funding for the construction of an onshore wind farm with an installed capacity of up to 1.0 MW for farmers and up to 10 MW for energy cooperatives
- 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 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

Bank BNP Paribas jest aktywny w finansowaniu branży OZE, w tym energetyki wiatrowej. Przyjęta polityka banku wspiera inwestycje w ten sektor. Posiadamy wyspecjalizowane zespoły, zarówno lokalne, jak i centralne, które zajmują się analizą poszczególnych inwestycji. Jesteśmy otwarci na projekty o różnej skali i dostarczamy finansowanie dla fazy budowy oraz fazy operacyjnej. Możliwe jest również finansowanie transakcji fuzji i przejęć. Jako grupa posiadamy także know-how w zakresie morskiej energetyki wiatrowej i jesteśmy dobrze przygotowani do wsparcia jej rozwoju.

W ostatnich latach rynek nowych instalacji OZE był zdominowany przez energetykę słoneczną. Wynikało to z ograniczeń regulacyjnych, które zatrzymały podaż nowych projektów wiatrowych. Najczęściej spotykaną formą finansowania projektów zielonej energetyki jest formuła project finance bez regresu, w którym kredytobiorcą jest spółka celowa, a zabezpieczeniem są jej udziały i aktywa. Możliwe jest też finansowanie z regresem do sponsora, w szczególności w zakresie projektów realizowanych na własne potrzeby podmiotów korporacyjnych. Biorąc pod uwagę długoterminowy charakter finansowania, wymagane jest również zabezpieczenie ryzyka stopy procentowej na możliwie długi okres.

Każdy projekt wymaga indywidualnej analizy. Warunki finansowania projektu są w dużym stopniu uzależnione od stopnia zabezpieczenia struktury przychodów przez zawarte umowy PPA lub wygraną aukcję i udział przychodów o charakterze rynkowym. W przypadku oceny umów PPA brana jest także pod uwagę kondycja finansowa oraz wiarygodność odbiorcy energii elektrycznej. Okres finansowania może wynieść do 20 lat, łącznie z okresem budowy, jednak każdy projekt jest oceniany indywidualnie i wymaga dostosowania warunków finansowania do specyfiki i ryzyka danego projektu. Jesteśmy w stanie sfinansować do 80% wartości projektu, jednak przy obecnym poziomie stóp procentowych oraz prognoz cen energii zakładających ich istotny spadek w kolejnych latach, najczęściej spotykanym poziomem zadłużenia jest przedział 50–70%, determinowany przez zdolność do obsługi finansowania. Ze względu na wyższe ryzyko regulacyjne oraz wyższy koszt pozyskania pieniędzy dla banków na dłuższe okresy, marże kredytowe dla projektów OZE nieco wzrosły w ostatnim czasie i zwykle oscylują w przedziale 2,2–2,6%.

Apetyt banku oraz rynku na finansowanie branży OZE ciągle jest wysoki. Największym wyzwaniem pozostaje brak stabilności regulacji, co utrudnia finansowanie projektów o tak długim horyzoncie inwestycyjnym. Wprowadzenie limitów cenowych dla producentów energii przyczyniło się do zwiększenia niepewności oraz wpłynęło na parametry strukturyzacji warunków finansowania nowych inwestycji.



Paweł Derengiewicz

**Dyrektor biura finansowania
strukturyzowanego, BNP Paribas
Bank Polska**

*Head of the structured finance bureau at
BNP Paribas Bank Polska*

BNP Paribas is active in financing the RES industry, including the wind energy sector. The bank's policy supports investments in this field. We have dedicated teams, both local and central, experienced in analysis of particular projects. The scope of Bank's interest includes wide scope of size of the projects and provide financing both for the construction and operational phases. Financing for M&A transactions is also possible. As a group, we also have expertise in offshore wind segment and are well-positioned to support its development.

In recent years, the market for new RES installations has been dominated by solar power. This was due to regulatory restrictions that limited the supply of new wind projects. The most common form of financing for green energy projects is the non-recourse project finance formula with

collateral package limited to SPV and its shares and assets. It is also possible to finance with recourse to the sponsor, in particular for projects implemented for the own needs of the corporate entities. Given the long-term nature of the financing, it is also required to secure the interest rate risk for the longest possible period.

Each project requires individual approach. Financing terms are driven by the form of contracting revenue structure – PPAs or CfD support system, limited merchant volumes could be also considered. When evaluating PPAs, the financial standing and reliability of the off-taker are also taken into account. The tenor of the financing can be considered even up to 20 years, including the construction period, but each project is evaluated individually and requires adjustment to the specifics and risks of the particular project. We are able to finance up to 80% of a project's value, although the current level of base interest rates and forecasts of energy prices assuming their significant decline in the coming years limits debt capacity and typically results in gearing level to the range of 50–70%. Due to higher regulatory risk and the higher cost of funding by banks for longer tenors, credit margins for RES projects have increased somewhat recently and typically settle in the 2.2–2.6% range.

Bank and market's appetite for RES exposures is still high. The biggest challenge remains the lack of regulatory stability, which makes it difficult to finance projects with such a long investment horizon. The introduction of price caps for energy producers has contributed to increased uncertainty and affected the parameters for structuring financing terms for new projects.

najczęściej przyjmowana jest na poziomie prawdopodobieństwa P90, a więc dość ostrożnie⁸². 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.

⁸² Poziom P90 oznacza, że biorąc pod uwagę wyniki przeprowadzonych analiz, istnieje 90-procentowe prawdopodobieństwo osiągnięcia co najmniej danej wielkości produkcji energii elektrycznej. Poziom P50 oznaczałby wartość produkcji osiąganą z 50-procentowym prawdopodobieństwem, czyli średnią produktywność.

most often assumed at the P90 probability level, so quite cautiously.⁸² 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.

⁸² P90 level means that, given the results of the analysis, there is a 90% probability of achieving at least a given amount of electricity production. P50 level would mean a production value achieved with a 50 percent probability, i.e., an average productivity.

3.2. Charakterystyka pasywów

Finansujący są skłonni finansować do 80% wartości inwestycji (nakłady inwestycyjne i wydatki na development), w zależności od rozkładu ryzyk w projekcie. Jednak przy aktualnym poziomie stóp procentowych oraz sytuacji makroekonomicznej poziom finansowania wynosi zazwyczaj pomiędzy 50 a 70%. Jest to mniej niż średni poziom obserwowany na rynku europejskim, który w 2022 r. zazwyczaj mieścił się w zakresie 70–80%, a nawet 80–90% dla finansowania typu project finance⁸³. Na koszty finansowania wpływ mają:

- wielkość inwestycji
- poziom i okres zabezpieczenia sprzedaży energii, np. w formie aukcji lub cPPA
- IRS (interest rate swap)
- 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 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. Razem z kredytami inwestycyjnymi banki często udzielają także kredytów finansujących VAT oraz rezerwy na obsługę zadłużenia (ang. DSRF – Debt Service Reserve Fund). Spotykane jest również finansowanie podporządkowane, które stanowi uzupełnienie długu bankowego. Pozwala ono na zwiększenie całkowitego finansowania zewnętrznego, jednak ze względu na większe ryzyko, które ponosi instytucja finansująca, jest droższe od zwykłego długu. Marża dla takich instrumentów może być wyższa od marży długu niepodporządkowanego (tzw. senioralnego) nawet o kilka punktów procentowych. Przykładem takiego finansowania jest rozwiązanie zastosowane w odniesieniu do planowanej elektrowni solarno-wiatrowej o mocy przyłączeniowej 205 MW w Kleczewie. Inwestycja ta będzie współfinansowana przez Polski Fundusz Rozwoju w formie pożyczki podporządkowanej do 90 mln PLN, co stanowi ok. 10% wartości projektu.

Wzrost stóp procentowych zmniejszył zdolność kredytową projektów OZE ze względu na większe obciążenie kosztami

⁸³ Raport „Financing and investment trends 2022”, WindEurope, marzec 2022.

3.2. Characteristics of liabilities

Financial providers are willing to finance up to 80% of the investment value (capital expenditures and development expenditures) depending on project risk. However, with the current level of interest rates and the macroeconomic situation, the level of financing is usually between 50 and 70%. This is less than the average level observed in the European market, which in 2022 was typically in the range of 70–80% and even 80–90% in the case of project finance.⁸³ Financing costs are affected by:

- investment size
- level and period of secured energy sales, e.g. in the form of auctions or cPPAs,
- IRS
- commission
- control powers of financing institutions during the period of project exploitation.

The cost of financing consists of the WIBOR rate and a margin, which currently ranges from 2.0 to 3.5%. During the investment process prior to the commissioning of the wind power plant, the credit margin is increased, usually by several dozen basis points. Some financial institutions also offer to hedge the level of the variable WIBOR rate at a certain level by entering into an IRS (interest rate swap) contract – such contracts are concluded for part or all of the amount of financing provided. The loan origination fee is also an additional cost.

During the operation of the project, financing institutions monitor the financial situation of borrowers. The loan agreements contain provisions for minimum ratio levels, primarily the debt service coverage ratio (DSCR) and the share of equity in total assets. Along with investment loans, banks also often provide loans to finance VAT and the DSRF – Debt Service Reserve Fund). Subordinated financing is also encountered to supplement bank debt. It allows for an increase in total external financing, but is more expensive than regular debt due to the greater risk that the financing institution bears. The margin for such instruments can be higher than that of unsubordinated (so-called senior) debt by up to several percentage points. An example of such financing is the solution applied to the planned solar/wind power plant with a connecting capacity of 205 MW in Kleczew. The investment will be co-financed by the Polish Development Fund in the form of a subordinated loan of up to PLN 90 million, which is about 10% of the project's value.

The increase in interest rates has reduced the creditworthiness of RES projects due to higher debt costs. The results

⁸³ “Financing and investment trends 2022” report, WindEurope, March 2022.

założenia. Wyniki ankiety przeprowadzonej wśród członków Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej (PSEW) pokazują, że najczęstszą docelową strukturą kapitału jest udział długu zewnętrznego w przedziale od 50 do 70% wartości projektu. Zwykle źródłem finansowania są kredyty udzielane przez banki komercyjne, lecz część podmiotów poszukuje także finansowania u innych inwestorów strategicznych lub funduszy private equity.

of a survey of members of the Polish Wind Energy Association (PSEW) show that the most common target capital structure is a share of external debt in the range of 50% to 70% of the project value. Usually the source of financing is loans from commercial banks, but some entities also seek financing from other strategic investors or private equity funds.

Rysunek 9. Średni udział długu i kapitału własnego w finansowaniu projektów lądowej energetyki wiatrowej (%)

Fig. 9. 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 z 2021 r. na zlecenie Komisji Europejskiej na temat warunków finansowania projektów w zakresie energetyki odnawialnej wskazuje na podobne udziały długu w strukturze finansowania. Poniższa mapa ukazuje średni procentowy poziom długu 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). Średni udział długu w strukturze finansowania na terenie Europy jest wyższy od wartości obserwowanych w Polsce i wynosi ok. 70–80% 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.

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

W przypadku wykorzystania finansowania dłużnego nie zawsze można w pełni skorzystać z efektów tarczy podatkowej. Związane jest to z przepisami, które regulują limit kosztów finansowania dłużnego, powyżej którego nie mogą być one zaliczane do kosztów uzyskania przychodów. Limit ten stanowi wyższą z poniższych wartości:

- kwotę 3 000 000 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 na transakcje kapitałowe (np. na nabycie lub objęcie udziałów/akcji), wniesienie dopłat, podwyższenie kapitału zakładowego lub wykup udziałów własnych w celu ich umorzenia. Z końcem 2022 r. zliberalizowano te zasady. Zgodnie z nowelizacją, koszty finansowania transakcji restrukturyzacyjnych, w tym na nabycie udziałów w podmiotach niepowiązanych nie ograniczają możliwości uznania kosztów finansowania dłużnego jako kosztów uzyskania przychodów, oczywiście z zachowaniem wskazanych wyżej limitów.

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

A market study conducted as part of the 2021 AURES II project for the European Commission on financing conditions for renewable energy projects indicates similar share of debt in the financing structure. The map below shows the average percentage level of debt 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 70–80% 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.

3.3. Tax shield on finance costs vs. deductible expenses

When debt financing is used, it is not always possible to take full advantage of the effects of the tax shield. This is related to the provisions that regulate the limits of so-called thin capitalisation. With respect to the provisions of the CIT Act, there is a limit on the costs of debt financing, above which they cannot be included 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 was introduced into the CIT Law, according to which the cost of debt financing obtained from related parties is not considered deductible to the extent that it was used for capital transactions (e.g., for the purchase or acquisition of shares), making additional contributions, increasing share capital or buy-back of own shares in order to redeem them. At the end of 2022, these rules were liberalized. According to the amendment, the costs of financing restructuring transactions, including for the acquisition of shares in unrelated entities, do not limit their recognition as deductible expenses, subject, of course, to the limits indicated above.

The Corporate Income Tax Law defines tax EBITDA as all revenues (excluding interest revenue) less deductible expenses excluding depreciation and amortization and debt financing costs not included in the initial value of fixed assets.

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

CAPEX/1 MW:	7 500 000 PLN
EBITDA/1 MW:	789 300 PLN
Koszt finansowania dłużnego:	WIBOR 3M (6,90%) + Marża 2,5%

Wyniki pozwalają stwierdzić, że oczekiwana wartość graniczna mocy farmy, przy której 30% EBITDA będzie powyżej 3 mln PLN, to ok. 13 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 13 MW, przy którym możliwe jest pełne wykorzystanie efektów tarczy podatkowej, to ok. 34%. 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.

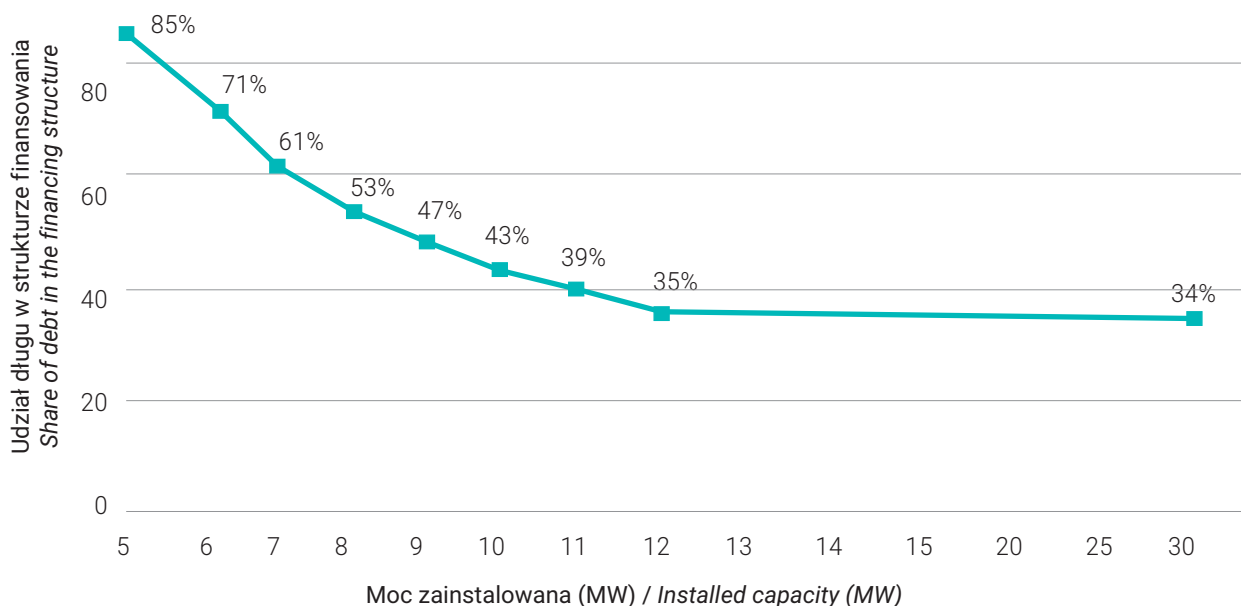
Taking into account the above tax regulations, we conducted an analysis of the financing structure of the model project. Its aim was to determine the maximum value of debt share in the financing structure, for which the interest costs are fully deductible. The model assumptions were based on the analyses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

CAPEX/1MW:	PLN 7,500,000
EBITDA/1MW:	PLN 789,300
Debt financing cost:	WIBOR 3M (6.90%) + 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. 13 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 13 MW, at which the full use of the tax shield effects is possible, is about 34%. 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.

Wykres 8. Teoretyczny próg zadłużenia, przy którym w pełni wykorzystane są efekty tarczy podatkowej w zależności od wielkości inwestycji (mocy zainstalowanej farmy wiatrowej)

Chart 8. Theoretical debt ratio when the full effects of the tax shield are used depending on the size of the project (installed capacity of the wind farm)



Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

Source: Baker Tilly TPA own study

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

Szacunek teoretycznego progu zadłużania został sporządzony przy uwzględnieniu aktualnego poziomu stóp procentowych. Przy ich spadku próg zadłużenia, przy którym w pełni wykorzystywane są efekty tarczy podatkowej, wzrosłoby dla każdej wielkości jednostki.

Im mniejsza moc zainstalowana nowej farmy wiatrowej, tym bardziej opłacalne staje się wykorzystanie kapitału dłużnego 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 opłacalny poziom zadłużenia będzie wyższy niż omawiane 33,6%, 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 kapitału. Nie będzie to jednak zależność liniowa, ponieważ wraz ze wzrostem długu rośnie prawdopodobieństwo wystąpienia trudności finansowych. Niełatwe 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) przyjęć można jednak, że poziom zadłużenia zewnętrznego powinien wynosić minimum 34%, aby dążyć do maksymalizacji wartości przedsięwzięcia, co przełoży się na wzrost opłacalności danej inwestycji.

4

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 postrzeganie go jako nadmierne wsparcie dla instalacji OZE, w połowie ubiegłej dekady zdecydowano się na jego wygaszenie

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

The estimate of the theoretical debt threshold was made taking into account the current level of interest rates. With their decrease, the debt threshold, at which the full effects of the tax shield are used, would increase for each unit size.

The lower the installed capacity of a new wind farm, the more profitable it becomes to use debt capital in the context 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 33.6% 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. However, this will not be a linear relationship because as debt increases, the probability of financial distress 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 34%, 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 the perception that it is excessive support for RES installations, in the middle of the last decade it was decided on its extinction

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 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 rozdziale 1.4, sekcja II. 1.

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 dla farm fotowoltaicznych i wiatrowych 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 (np. w ramach umowy PPA), muszą sprzedawać wyprodukowaną energię po cenie rynkowej. Mają przez to pełną ekspozycję na ceny energii i charakteryzują się wyższym ryzykiem.

Alternatywą dla aukcji jest zawarcie umowy bilateralnej sprzedaży energii elektrycznej (PPA – ang. Power Purchase Agreement; cPPA – ang. corporate Power Purchase Agreement) na pewien okres po ustalonej cenie (lub mechanizmie ustalającym cenę), dzięki której 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 producent energii pozbawia się w ramach takiej umowy możliwości osiągnięcia większych przychodów w wypadku wzrostów cen. Rezultatem jest jednak zmniejszenie ryzyka projektu i zapewnienie akceptacji banków w kwestii przystąpienia do finansowania. Nie bez znaczenia jest też wpływ takiego zabezpieczenia na wartość samego projektu. Odmienne 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

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 (ERO) 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 auction is indexed each year by the inflation index for the previous year announced by the Central Statistical Office (GUS). Such support is granted for a period of 15 years from the start of energy production from RES, and the exact settlement of the contract is carried out in the concept of the so-called contract for difference, details of which are described in in chapter 1.4, section II. 1.

It is possible to transfer installations participating in the green certificate system (i.e., submitted before July 1st, 2016) to the auction system under the so-called migration auctions. However for PV and wind farms, this has been only a theoretical possibility so far because such auctions have not been organized by the Energy Regulatory Office. 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 (e.g., under a PPA), 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.

An alternative to the auction system is to enter into bilateral agreements (Power Purchase Agreement or corporate Power Purchase Agreement) 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 and securing the acceptance of banks to provide financing. Also of significance is the impact of such collateral on the value of the project itself. 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

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).

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

Chart 9. Effective selling price of electricity from wind farms (WF) in the market



Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

Source: Baker Tilly TPA own study

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 lub umowy cPPA, niekiedy równoległe do kontraktacji w ramach aukcji. 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 do 50% wolumenu. Przy określaniu ceny sprzedaży energii większość ankietowanych bierze pod uwagę przede wszystkim rentowność własnego projektu oraz oczekiwania inflacyjne.

Based on the results of the survey conducted among 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 Polish Energy Regulatory Office (URE). 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 50% 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 inflation expectations.

4.1. System Zielonych Certyfikatów

Głównym filarem systemu wsparcia produkcji energii elektrycznej z istniejących źródeł odnawialnych jest funkcjonujący od 2005 r. system tzw. zielonych certyfikatów, który jest obecnie w fazie wygaszania. Ostatnimi instalacjami, którym przysługują zielone certyfikaty, są te oddane do użytkowania do połowy 2016 r. Obecnie w systemie pozostaje ponad 5 GW mocy ze źródeł wiatrowych, około dwie trzecie wszystkich operujących mocy wiatrowych. Moc instalacji wiatrowych,

4.1. Green Certificates

The main pillar of the support system for electricity production from existing renewable sources is the so-called green certificates system, in use since 2005, which is currently in the phasing-out phase (the last installations entitled to green certificates are those commissioned by mid-2016). Currently, more than 5 GW of capacity from wind sources remains in the system, which is about two-thirds of all operating wind capacity. The capacity of wind plants that

które wygrały aukcje, jest na podobnym poziomie i wynosi 5,3 GW, jednak tylko 1,1 GW rozpoczęło już produkcję energii.

System zielonych certyfikatów nakłada na podmioty zobowiązane obowiązek utrzymywania ustalonego udziału energii pochodzącej z OZE. 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. Podmiotami zobowiązanymi są:

- odbiorcy przemysłowi – wpisani do wykazu opublikowanego przez Prezesa URE, którzy w roku kalendarzowym poprzedzającym rok realizacji obowiązku zużyli więcej niż 100 GWh energii elektrycznej
- przedsiębiorstwa energetyczne – które wytwarzają energię elektryczną lub zajmują się jej obrotem i sprzedają odbiorcom końcowym
- odbiorcy końcowi inni niż odbiorca przemysłowy – którzy są jednocześnie członkiem Towarowej Giełdy Energii (TGE) lub członkiem rynku organizowanego przez podmiot prowadzący w Polsce rynek regulowany
- odbiorcy końcowi inni niż odbiorca przemysłowy, którzy w roku kalendarzowym poprzedzającym rok realizacji tego obowiązku zużyli więcej niż 100 GWh energii elektrycznej.

Rynkowa wartość zielonych certyfikatów jest kształtowana na TGE, a górnym 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 OZE⁸⁴ 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 latach 2018–2022 miesięczne średnie ceny zielonych certyfikatów wazone wolumenem zrealizowanych trans-

⁸⁴ Ustawa z 20 lipca 2017 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. z 2017 r., poz. 1593).

have won auctions is at a similar level of 5.3 GW, but only 1.1 GW have already started producing energy.

The green certificate system imposes an obligation on obliged entities to maintain a fixed share of energy from RES. This obligation can be fulfilled by submitting an appropriate number of certificates of origin of energy from RES, granted to producers of this electricity, for redemption, or by paying a so-called substitution fee. The obliged entities are:

- industrial recipients – included in the list published by the President of the Energy Regulatory Office (URE), who consume more than 100 GWh of electricity in the calendar year preceding the year of obligation
- electricity companies – which generate electricity or are involved in its trading and sale to end users
- final recipients other than industrial recipients – who are at the same time members of the Polish Power Exchange (POLPX) or members of a market organized by an entity operating the regulated market in Poland
- recipients other than industrial recipients, included in the list published by the President of the Energy Regulatory Office (URE), who consume more than 100 GWh of electricity in the calendar year preceding the year of obligation.

The market value of green certificates is determined on the 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 of 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 Act⁸⁴ 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.

In the years 2018–2022, the monthly average prices of green certificates (volume-weighted) of transactions concluded on

⁸⁴ Act of July 20, 2017 amending the Act on Renewable Energy Sources (Journal of Laws 2017, item 1593).

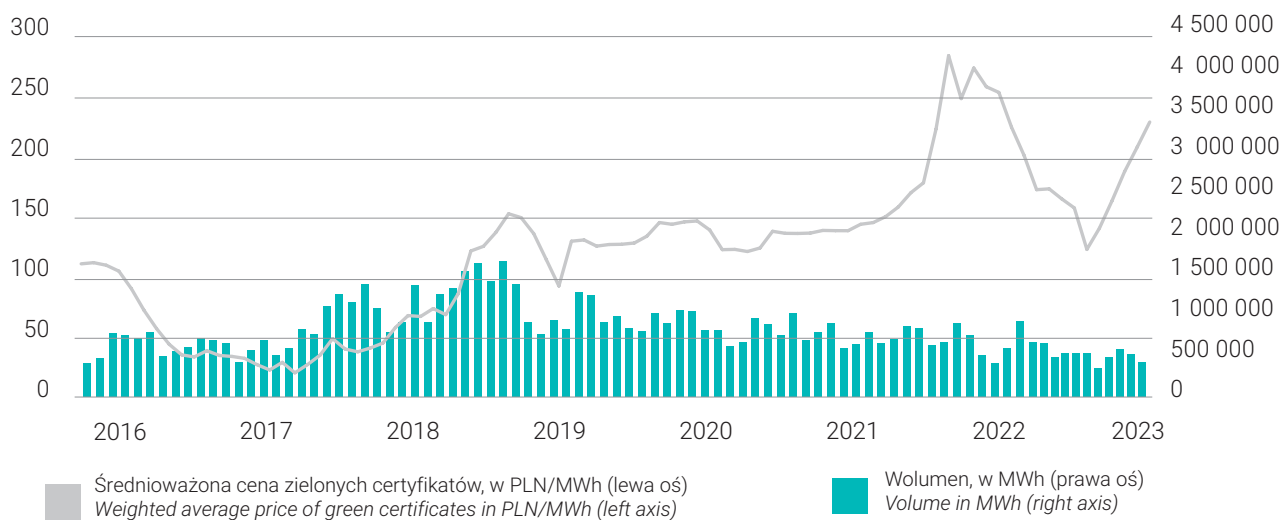
akcji zawieranych na TGE mieściły się w przedziale od 49,05 PLN/MWh do 287,37 PLN/MWh. W 2017 r. średnia cena certyfikatów wyniosła 38,83 PLN/MWh, natomiast od tamtego momentu nastąpił istotny ich wzrost. Przyczyniła się do tego interpretacja ministra właściwego ds. energii o braku możliwości wnoszenia opłaty zastępczej do momentu, gdy iloczyn wskaźnika 125% oraz średnioważonej ceny zielonych certyfikatów nie wyniesie maksymalnej wartości opłaty zastępczej (300,03 PLN/MWh). W 2022 r. średnia (ważona wolumenem) cena zielonego certyfikatu wyniosła 191,80 PLN/MWh, czyli praktycznie tyle samo co rok wcześniej. W 2022 r. nastąpiła kontynuacja spadku wolumenu transakcji zawartych na TGE. Wyniósł on 6,541 GWh i był niższy o 21% od tego z roku poprzedniego.

Z początkiem 2022 r. nastąpił spadek cen zielonych certyfikatów. Jedną z głównych przyczyn tego stanu rzeczy było zapowiadane zmniejszenie obowiązku umorzeniowego na 2023 r. Ceny spadły do poziomu 126,73 PLN/MWh we wrześniu 2022 r., czyli o ponad 50% w porównaniu ze szczytem notowań pod koniec 2021 r. Od października 2022 r. nastąpiła zmiana trendu i systematyczny wzrost cen. W lutym 2023 r. średnia cena wyniosła 232,37 PLN/MWh. Poniższy wykres przedstawia ceny zielonych certyfikatów (PMOZE_A) w transakcjach sesyjnych w okresie od stycznia 2016 r. do lutego 2023 r. w ujęciu miesięcznym.

the PPE ranged from 49.05 PLN/MWh 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 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 2022, the average (volume-weighted) of the green certificate price was PLN 191.80/MWh, which is practically the same as the year before. The decline in the volume of transactions concluded on PPE continued in 2022. It amounted to 6,541 GWh and was 21.0% lower than that of the previous year.

At the beginning of 2022, the price of green certificates fell. One of the main reasons for the decline in prices was the announced reduction in the redemption obligation for 2023. Prices dropped to PLN 126.73/MWh in September 2022, down by more than 50% compared to the peak at the end of 2021. Since October 2022, there has been a change in the trend and a systematic increase in prices. In February 2023, the average price was 232.37 PLN/MWh. The chart below presents the prices of green certificates (PMOZE_A) in session transactions in the period from January 2016 to February 2023 on a monthly basis.

Wykres 10. Notowania cen zielonych certyfikatów w transakcjach sesyjnych na TGE



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych TGE

Chart 10. Quotations of prices of green certificates in OTC transactions on the PPE

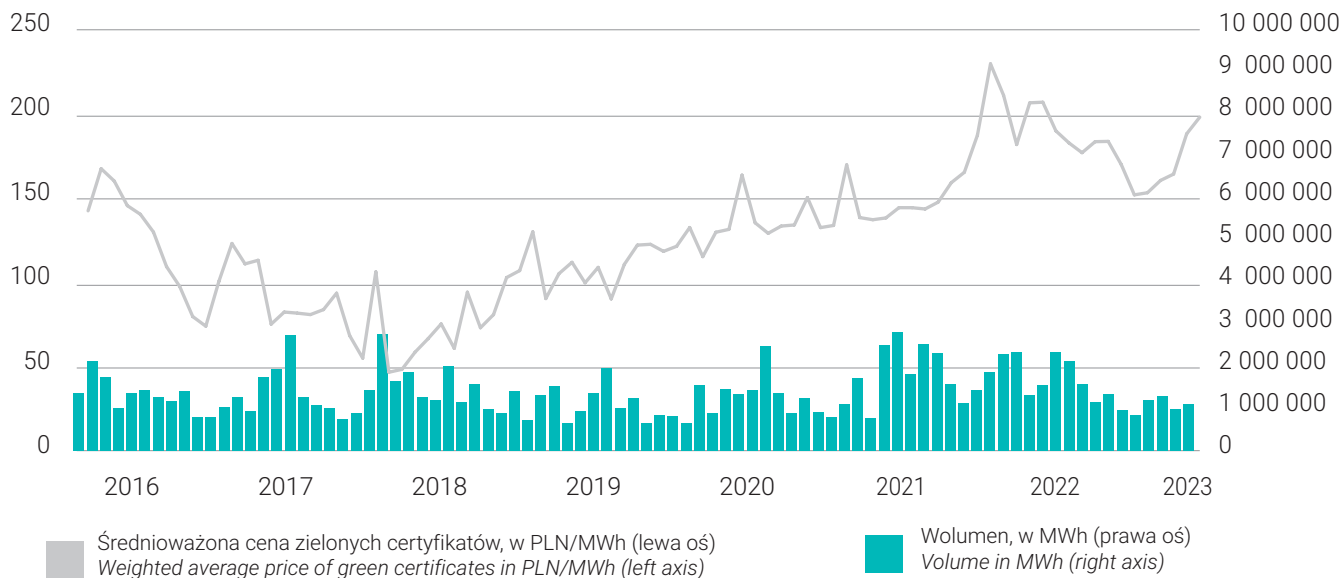
Source: Baker Tilly TPA analysis based on PPE data

W okresie ostatnich 5 lat miesięczne średnioważone wolumenem ceny w transakcjach pozasesyjnych mieściły się w przedziale od 51,08 PLN/MWh do 230,63 PLN/MWh. W ujęciu rocznym najniższe ceny odnotowano w 2018 r. (79,99 PLN/MWh). W całym 2022 r. średnia (ważona wolumenem) cena zielonego certyfikatu w transakcjach pozasesyjnych wzrosła o 7,8% r./r. i wyniosła 179,97 PLN/MWh. Ceny na obu rynkach są podobne, przy

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 51.08 PLN/MWh to 230.63 PLN/MWh. In annual terms, the lowest prices were recorded in 2018 (PLN 79.99/MWh). In the whole 2022 average (volume-weighted) of the green certificate price in off-session transactions increased by 7.8% y/y and amounted to 179.97 PLN/MWh. It seems

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 lutego 2023 r. w ujęciu miesięcznym.

Wykres 11. Notowania cen zielonych certyfikatów w transakcjach pozasesyjnych na TGE



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych TGE

Wolumen transakcji pozasesyjnych w 2022 r. wyniósł 24,3 TWh, o 2,2% mniej niż rok wcześniej.

Transakcje pozasesyjne stanowią większość transakcji zawieranych na rynku zielonych certyfikatów. W okresie 2018–2022 około 2/3 transakcji było zawieranych w transakcjach pozasesyjnych. W ostatnich latach udział transakcji pozasesyjnych stopniowo się zwiększał i w 2022 r. wyniósł 78,8%.

Całkowity wolumen dla transakcji sesyjnych i pozasesyjnych w 2022 r. wyniósł 30,9 TWh, o 6,9% mniej niż w rok wcześniej. Wolumen transakcji sesyjnych systematycznie spada i w ciągu ostatnich 4 lat skurczył się ponaddwukrotnie. Z drugiej strony wolumen transakcji pozasesyjnych wzrósł o 42,6% od 2018 r. W tabeli przedstawione zostały średnioważone wolumenem ceny oraz wolumeny transakcji zawartych na TGE oraz w transakcjach pozasesyjnych w okresie 2018–2022.

that 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 February 2023 on a monthly basis.

Chart 12. Quotations of prices of green certificates in off-session transactions on the PPE

Source: Baker Tilly TPA analysis based on PPE data

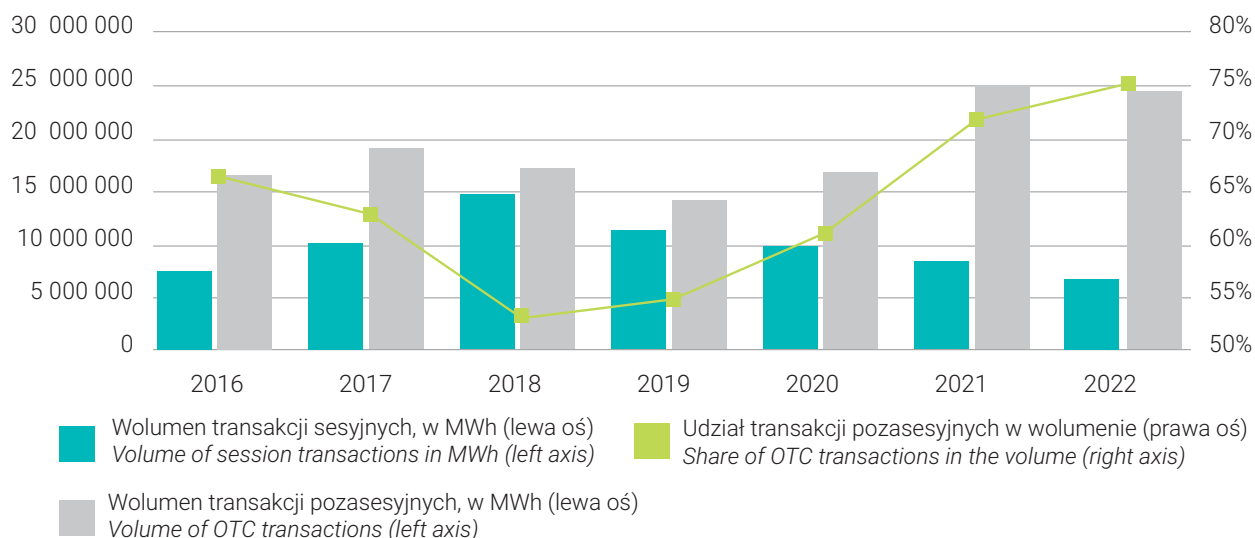
The volume of OTC transactions in 2022 was 24.3 TWh, down 2.2% from a year before.

OTC deals constitute the majority of transactions concluded on the green certificate market. In the period 2018–2021, the share of such transactions in the total transaction volume was around 2/3. In recent years, the share of OTC transactions has gradually increased to reach 78.8% in 2022.

The total volume for session and off-session transactions in 2022 was 30.9 TWh, down 6.9% from a year earlier. The volume of session transactions has been steadily declining and has more than halved over the past four years. On the other hand, the volume of OTC transactions increased by 42.6% since 2018. The table shows the weighted average prices and volumes of transactions concluded on PPE and in OTC transactions in the period 2018–2022.

Wykres 12. Wolumen transakcji na rynku zielonych certyfikatów

Chart 12. The volume of transactions on the green certificates market



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych TGE

Source: Baker Tilly TPA analysis based on PPE data

Tabela 1. Rynek zielonych certyfikatów w okresie 2018–2022

Table 1. The green certificates market in 2018–2022

Rynek zielonych certyfikatów Green certificate market	2018	2019	2020	2021	2022
Transakcje TGE / PPE transactions					
Średnioważona cena (PLN/MWh) Weighted average price (PLN/MWh)	103,82	132,19	138,22	191,87	191,80
zmiana r./r. / yoy change	167,4%	27,3%	4,6%	38,8%	0,0%
Wolumen (MWh) / Volume (MWh)	14 635 449	11 225 629	9 662 019	8 277 357	6 540 567
zmiana r./r. / yoy change	45,9%	-23,3%	-13,9%	-14,3%	-21,0%
Transakcje pozasesyjne / OTC transactions					
Średnioważona cena (PLN/MWh) Weighted average price (PLN/MWh)	79,99	112,64	141,40	166,98	179,97
zmiana r./r. / yoy change	-3,3%	40,8%	25,5%	18,1%	7,8%
Wolumen (MWh) / Volume (MWh)	17 068 740	14 082 380	16 679 940	24 893 880	24 339 890
zmiana r./r. / yoy change	-9,9%	-17,5%	18,4%	49,2%	-2,2%
Rynek zielonych certyfikatów ogółem / Total green certificate market					
Średnioważona cena (PLN/MWh) Weighted average price (PLN/MWh)	90,99	121,31	140,23	173,19	182,47
zmiana r./r. / yoy change	34,8%	33,3%	15,6%	23,5%	5,4%
Wolumen (MWh) / Volume (MWh)	31 704 189	25 308 009	26 341 959	33 171 237	30 880 457
zmiana r./r. / yoy change	9,4%	-20,2%	4,1%	25,9%	-6,9%
Udział transakcji zawieranych na TGE Share of transactions concluded on TGE	46,2%	44,4%	36,7%	25,0%	21,2%

Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych TGE

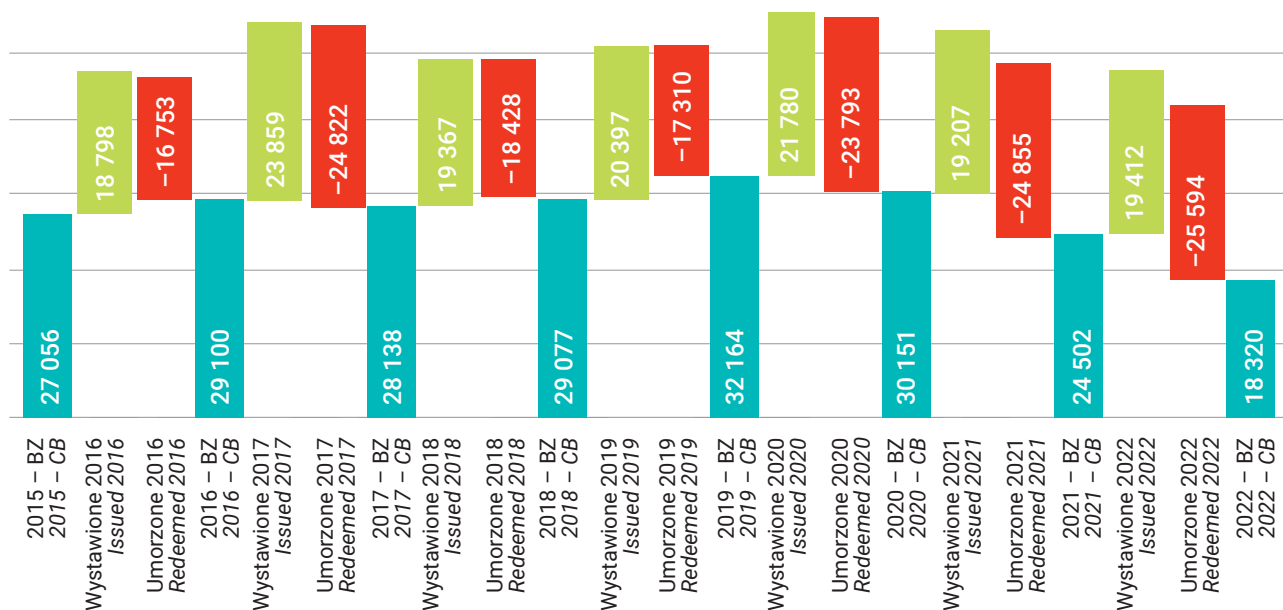
Source: Baker Tilly TPA analysis based on PPE data

Na ceny certyfikatów w dużym stopniu ma wpływ ich podaż. To właśnie nadpodaż certyfikatów była przyczyną spadku cen w pierwszej połowie 2017 r. W 2022 r. wystawiono świadectwa o łącznej wartości 19,4 TWh, a o wartości 25,6 TWh umorzono. W ostatnich latach ilość zarejestrowanych zielonych certyfikatów systematycznie spada, a na koniec 2022 r. wyniosła 18,3 TWh. Saldo bez uwzględnienia certyfikatów zablokowanych do umorzenia wyniosło natomiast 12,5 TWh. Należy zaznaczyć, że nominalna nadpodaż certyfikatów w Rejestrze Świadectw Pochodzenia uwzględnia także te certyfikaty, które zostały już zakontraktowane przez podmioty zobowiązane. W rzeczywistości prawdziwa nadpodaż certyfikatów jest mniejsza, a jej dokładna wartość jest trudna do oszacowania.

The prices of certificates are largely influenced by their supply. It was the oversupply of certificates that caused the price decline in the first half of 2017. In 2022, certificates accounting for 19,4 TWh were issued, while 25,6 TWh of certificates were redeemed. In recent years, the number of registered green certificates has been systematically decreasing, to amount to 18.3 TWh by the end of 2022. In contrast, the balance not including certificates blocked for redemption was 12.5 TWh. It should be noted that the nominal oversupply of certificates in the Certificate of Origin Register, also includes those certificates that have already been contracted by obligated entities. In reality, the true oversupply of certificates is smaller, and its exact value is difficult to estimate.

Wykres 13. Bilans zielonych certyfikatów w rejestrze świadectw pochodzenia (GWH)

Chart 13. 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

W przypadku 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 końcowego⁸⁵. Zgodnie z rozporządzeniem Ministerstwa Klimatu i Środowiska w 2023 r. poziom obowiązku został dalej obniżony do 12,0%⁸⁶. Zgodnie

Unless there are 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 regulation, the Minister of Climate did not change the amount of the obligation for 2022, so for green certificates it remained at the current level corresponding to 19.5% of the volume of energy sold to end customers.⁸⁵ According to the decree of the Ministry of Climate and Environment, in 2023 the level of obligation was further reduced to 12.0%.⁸⁶ According to the reasoning of the

⁸⁵ 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).

⁸⁶ Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z 13 lipca 2022 r. w sprawie zmiany wielkości udziału ilościowego sumy energii

⁸⁵ Ordinance of the Minister of Climate and Environment of August 4, 2021 on changes in the quantitative share of the sum of energy resulting from redeemed certificates of origin confirming the generation of electricity from renewable energy sources in 2022 (Journal of Laws 2022, item 1467).

⁸⁶ Ordinance of the Minister of Climate and Environment of July 13, 2022 on changes in the quantitative share of the sum of energy

z uzasadnieniami strony rządowej wskazany poziom obowiązku ma utrzymać rentowność instalacji i bezpieczeństwo partycypujących w nim wytwórców, jednocześnie przyczyniając się do ograniczenia stopnia obciążenia odbiorców końcowych kosztami wynikającymi z funkcjonowania systemu świadectw pochodzenia.

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 spadającym bilansie zamknięcia. 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 wysoka. Według naszych szacunków, zakładając, że bieżący poziom obowiązku utrzyma się na stałym poziomie 12%, nadpodaż zielonych certyfikatów będzie stopniowo maleć aż do 2028 roku, kiedy całkowicie się wyczerpie.

Opinie na temat przyszłości cen zielonych certyfikatów są podzielone. Dotychczas dominował pogląd, że ceny zielonych certyfikatów kształtować się będą na relatywnie stałym poziomie, a część rynku ostrożnie zakładała niższe ceny. W drugiej połowie 2021 r. znacząco one wzrosły, co skutkowało interwencją przez resortu klimatu. W drugiej połowie 2022 r. nastąpił spadek cen, do czego z pewnością przyczyniło się istotne zmniejszenie obowiązku umorzeniowego na 2023 r. z 18,5% do 12%. Od października 2022 r. nastąpił wzrost cen zielonych certyfikatów, a średnia cena dla transakcji sesyjnych za luty bieżącego roku wyniosła 232,37 PLN/MWh.

Prognozowanie cen zielonych certyfikatów jest obarczone dużym ryzykiem błędu, biorąc pod uwagę historyczną zmienność ich notowań oraz ich uzależnienie od czynników regulacyjnych. Jednak jeżeli cena certyfikatów będzie się utrzymywać na zbyt wysokim poziomie (zapewniającym inwestorom zbyt wysoki zwrot z kapitału), Ministerstwo Klimatu i Środowiska może jeszcze bardziej zmniejszyć poziom obowiązku.

4.2. 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 jednak, że łączny okres wsparcia nie może przekroczyć 15 lat, wliczając w to okres otrzymywania zielonych certyfikatów. Po nowelizacji Ustawy OZE⁸⁷ okres wsparcia obowiązuje od momentu pierwszego wytworzenia energii w danej instalacji (bez rozruchu technologicznego), jednak nie dłużej niż do 30 czerwca 2047 r. Zgodnie

elektrycznej wynikającej z umorzonych świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2023 r. (Dz.U. z 2022 r., poz. 1566).

⁸⁷ Dz.U. z 2021 r., poz. 1873.

government, the indicated level of obligation is to maintain the profitability of installations and the security of participating producers, while at the same time contributing to reducing the degree of the burden of costs resulting from the operation of the system of certificates of origin on end users.

The annual supply of green certificates in the years 2016–2020 was 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 closing balance. It is estimated that between 2023 and 2025 about 1 GW of capacity will disappear from the system. It is important to note that despite the aforementioned decline, however, the current oversupply is still high. According to our estimates, assuming that the current obligation level remains constant at 12%, the oversupply of green certificates will gradually decrease until 2028, when it will be completely exhausted.

Opinions on the future of green certificate prices are divided. So far, the prevailing view has been that green certificate prices will be relatively stable, and part of the market cautiously assumed lower prices. In the second half of 2021, they increased significantly, resulting in intervention by the climate ministry. In the second half of 2022, prices fell, which was certainly helped by a significant reduction in the redemption obligation for 2023 from 18.5% to 12%. Since October 2022, there has been an increase in green certificate prices, and the average price for session transactions for February of this year was 232.37 PLN/MWh.

Forecasting the price of green certificates is subject to a high risk of error, given the historical volatility of their price quotations and their dependence on regulatory factors. However, if the price of certificates remains too high (providing investors with too high return on capital), the Ministry of Climate and Environment may further reduce the level of obligation.

4.2. Auction system

Installations that started or will start generating electricity after 1st July 2016 may participate in the auction system. Projects that started producing electricity before 1st July 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 Act⁸⁷, 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 30th, 2047. According to the so-called the rule of "forcing competition",

resulting from redeemed certificates of origin confirming the generation of electricity from renewable energy sources in 2023 (Journal of Laws 2022, item 1566).

⁸⁷ Journal of Laws 2021, item 1873.

z tzw. regułą wymuszenia konkurencji aukcją 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.

Instalacje w systemie aukcyjnym sprzedają energię 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 dotyczyło 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 miesięcznych 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 ustaw⁸⁸ i omówiono je w rozdziale 1.4, sekcja II. 1.

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%).

⁸⁸ Dz.U. z 2021 r., poz. 1873.

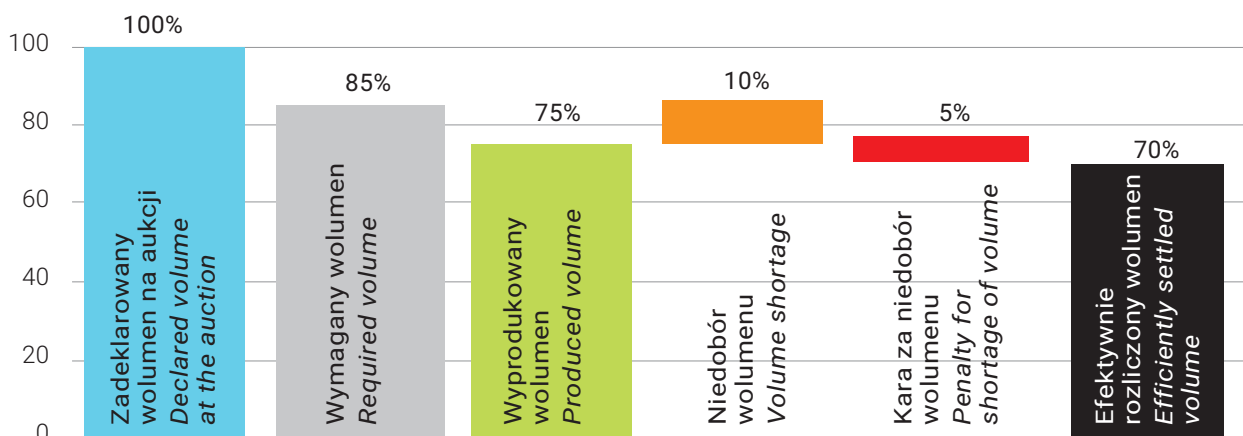
the auction is won by the participants offering the lowest selling price of electricity, whose bids did not exceed 100% of the value or quantity of energy specified in the auction announcement and 80% of the amount of energy covered by all bids. The price obtained as a result of the auction is subject to annual indexation with the average annual CPI rate from the previous calendar year.

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 (now the application must be submitted within 15 days after the end of the 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 six equal monthly instalments after the end of the support period. Currently, the rules for accounting for the positive balance have changed in accordance with the Law of September 17, 2021 on Amendments to the Law on Renewable Energy Sources and Certain Other Laws,⁸⁸ and are discussed in chapter 1.4, section II.1.

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%).

⁸⁸ Journal of Laws 2021, item 1873.

Wykres 14. Schemat rozliczenia wolumenu sprzedaży energii w przypadku niedoboru produkcji



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA

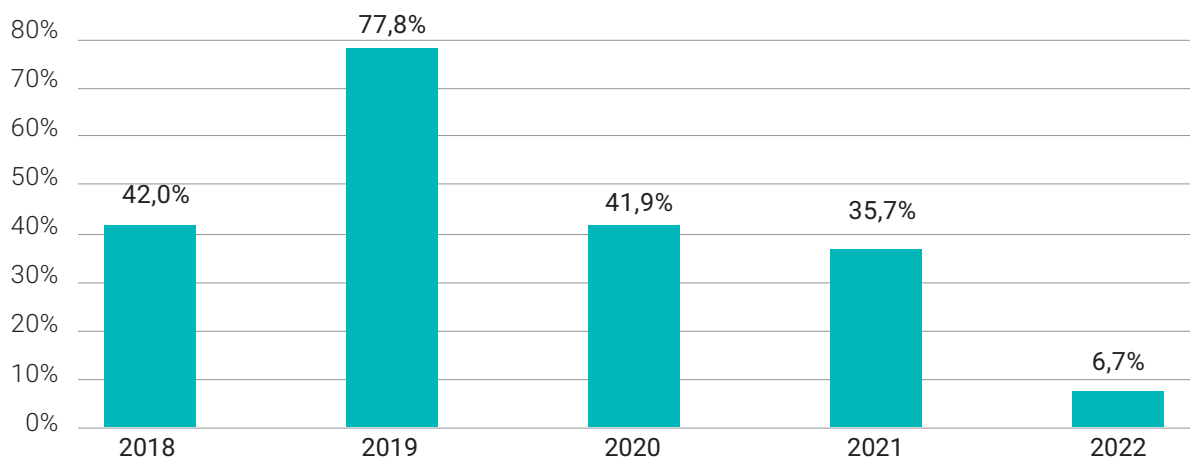
Chart 14. Scheme of settling the volume of energy sales in case of production shortage

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 2022 r. przeprowadzono jedną rundę aukcji (w grudniu). W trakcie zeszłorocznej aukcji OZE zaoferowano do sprzedaży łącznie 34 TWh energii elektrycznej, z czego sprzedano jedynie 8,5 TWh. Aukcja dotycząca onshore i PV powyżej 1 MW w 2022 r. (oznaczona jako AZ/2/2022) skutkowałą zakontraktowaniem łącznie 6,4 TWh energii elektrycznej z 11,3 TWh zaoferowanej. Dla porównania: w 2021 r. ogłoszono aukcje na łącznie ok. 87 TWh i zakontraktowano 50,7 TWh, z czego 35,7 TWh przypadło dużym instalacjom wiatrowym i fotowoltaicznym.

Sources generating electricity from onshore wind take part in the auction in one basket together 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 2022 there was one (in and December). During the last year's auction a total of 34 TWh of energy was allocated for sale, of which only 8.5 TWh were sold. Auctions for onshore and PV above 1 MW in 2022 (designated as AZ/2/2022) resulted in a total of 6.4 TWh of electricity contracted out of 11.3 TWh. For reference: in 2021, auctions were announced for a total of about 87 TWh and 50.7 TWh were contracted, of which 35.7 TWh went to large wind and PV installations.

Wykres 15. Łączna ilość sprzedanej energii elektrycznej (TWh) na aukcjach OZE dla 15-letnich okresów – energetyka wiatrowa i solarna pow. 1 MW



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych URE

Chart 15. Total electricity sold (TWh) at RES auctions for 15-year periods – wind and PV above 1 MW

Source: Baker Tilly TPA analysis based on data from the URE

Niskie zainteresowanie grudniową aukcją z zeszłego roku wynika z niestabilnej sytuacji geopolitycznej oraz dużej niepewności co do przyszłych cen energii. Wysokie ceny energii na rynku spot, które ostatnio bywały nawet 3-krotnie wyższe niż ceny z rozstrzygniętych aukcji, zniechęcają inwestorów do brania w nich udziału. Inwestorzy czekają także na informacje o reformie europejskiego rynku energii elektrycznej, które wkrótce mają być ogłoszone przez Komisję Europejską. Jednym z proponowanych rozwiązań jest zwiększenie znaczenia aukcji OZE oraz umów PPA, co z jednej strony ustabilizuje ceny energii i zagwarantuje przewidywalność cen dla producentów, a z drugiej zapewni niskie koszty energii dla gospodarstw domowych.

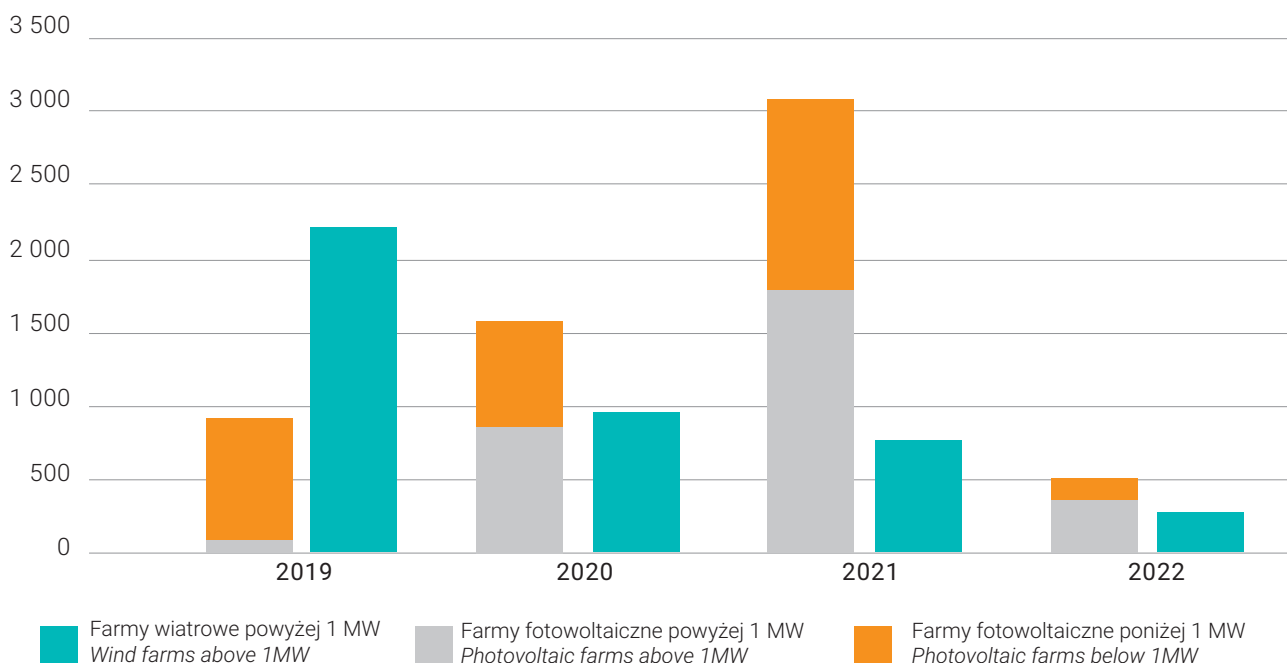
W ostatnich latach systematycznie spada moc farm wiatrowych, które mogą powstać na podstawie wygranych aukcji. Jest to związane z wyczerpywaniem się lokalizacji dla nowych farm wiatrowych w związku z regułą 10H. W odwrotnej sytuacji są instalacje fotowoltaiczne. Moc farm fotowoltaicznych, które mogą powstać na podstawie wygranych aukcji w 2021 r. wyniosła ponad 3,0 GW, o blisko 100% więcej niż w 2020 r.

The low interest in last December's auction is due to the unstable geopolitical situation and high uncertainty about future energy prices. High energy prices on the spot market, which have recently been as much as 3 times higher than the prices of settled auctions, discourage investors from participating. Investors are also waiting for information on the reform of the European electricity market, which is expected to be announced soon by the European Commission. One of the proposed solutions is to increase the importance of RES auctions and PPAs, which on the one hand will stabilize energy prices and guarantee price predictability for producers, and on the other hand ensure low energy costs for households.

In recent years, the capacity of wind farms that can be built on the basis of winning auctions has been steadily declining. This is due to the depletion of sites for new wind farms due to the 10H rule. PV plants are in the opposite situation. The capacity of photovoltaic farms that can be built on the basis of won auctions in 2021 was more than 3.0 GW, nearly 100% more than in 2020.

Wykres 16. Moc instalacji wiatrowych i fotowoltaicznych, które mogą powstać na podstawie wygranych aukcji w latach 2019–2022 (MW)

Chart 16. Capacity of wind and PV farms that can be built based on the auctions won in 2019–2022 (MW)



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych URE

Source: Baker Tilly TPA analysis based on data from the URE

Od początku istnienia aukcyjnego systemu wsparcia aukcje wygrało prawie 4460 instalacji o łącznej nominalnej mocy 12,2 GW, z czego 1352 instalacje rozpoczęły wytwarzanie energii, a ich moc zainstalowana wynosi 2,3 GW.

Since the beginning of the auction support system, nearly 4,460 plants with a total nominal capacity of 12.2 GW have won the auctions, of which 1,352 plants have started generating energy, with an installed capacity of 2.3 GW.

Tabela 2. Liczba i moc nominalna zwycięskich instalacji w aukcjach OZE w latach 2016–2022

Rodzaj instalacji OZE Type of RES plant	Instalacje, które wygrały aukcje Plants that won the auctions		Instalacje, które wytworzyły energię/ rozpoczęły sprzedaż w systemie aukcyjnym Plants that have generated energy/started selling in the auction system	
	Liczba instalacji (szt.) Number of plants (units)	Moc instalacji (GW) Plant capacity (GW)	Liczba instalacji (szt.) Number of plants (units)	Moc instalacji (GW) Plant capacity (GW)
Fotowoltaika PV	4164	6,78	1294	1,2
Energia wiatrowa (na lądzie) Wind onshore	243	5,34	40	1,07
Biogaz rolniczy (w tym wysokosprawna kogeneracja) Agricultural biogas (including high-efficiency cogeneration)	32	0,035	10	0,009
Biomasa Biomass	4	0,026	0	0
Hydroenergia Hydropower	17	0,022	8	0,011
Razem Total	4460	12,20	1352	2,29

Źródło: URE

Implikowana średnia cena sprzedaży energii na aukcjach w latach 2020–2022 wyniosła odpowiednio 224,24 PLN/MWh, 228,77 PLN/MWh, 269,50 PLN/MWh. Cena sprzedaży w wybranych na ostatniej aukcji ofertach mieściła się w przedziale 150,00–320,00 PLN/MWh. Zgodnie z informacją podaną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, w wyniku przeprowadzonych w 2022 r. aukcji może powstać 245 MW mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych.

Podsumowanie rozstrzygniętych aukcji dla energetyki wiatrowej i solarnej powyżej 1 MW w latach 2018–2022 zostało przedstawione w tabeli i na wykresie poniżej.

Table 2. Number and nominal capacity of winning installations in RES auctions from 2016 to 2022

Source: The Energy Regulatory Office

The implied average selling price of energy in the 2020–2022 auctions was 224.24 PLN/MWh, 228.77 PLN/MWh, 269.50 PLN/MWh, respectively. The sales price in the bids selected in the last auction was in the range of 150.00–320.00 PLN/MWh. According to information provided by the President of the URE, the auctions held in 2022 may result in 245 MW of installed wind power capacity.

A summary of the concluded auctions for wind and PV above 1 MW in 2018–2022 is presented in the table and chart.

Tabela 3. Wyniki aukcji OZE w latach 2018–2022

Aukcje OZE – energetyka wiatrowa i solarna RES auctions – wind and solar energy	2018	2019	2020	VI 2021	XII 2021	XII 2022
Parametry aukcji w ogłoszeniu URE / Auction parameters in the ERO announcement						
Maksymalna ilość energii elektrycznej (TWh) Maximum amount of electricity (TWh)	45,0	114,0	46,3	38,8	14,1	11,3
Maksymalna wartość energii elektrycznej (mln PLN) Maximum value of electricity (PLN million)	15 750	32 577	14 016	10 748	5 090	3 600
Implikowana cena energii elektrycznej (PLN/MWh) Implied electricity price (PLN/MWh)	350,00	285,84	302,78	277,31	361,69	320,00
Wyniki aukcji / Auction results						
Liczba wszystkich ofert / Total number of offers	b.d. / n.a.	164	126	111	89	70

Table 3. RES auction results in 2018–2022

Aukcje OZE – energetyka wiatrowa i solarna RES auctions – wind and solar energy	2018	2019	2020	VI 2021	XII 2021	XII 2022
Liczba ofert, które wygrały aukcję <i>The number of bids that won the auction</i>	31	101	96	91	62	46
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	1 725
Łączna ilość sprzedanej energii elektrycznej (TWh) <i>Total amount of electricity sold (TWh)</i>	42,0	77,8	41,9	24,7	11,0	6,4
Moc zainstalowana zwycięskich projektów (MW) <i>Installed capacity of winning projects (MW)</i>	b.d. / n.a.	2 200	900	1 500	1 030	582
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	269,50
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	150,00
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	320,00
Wykorzystanie budżetu wolumenu (%) <i>Volume budget utilization (%)</i>	93,3%	68,3%	90,6%	63,7%	78,4%	56,9%
Wykorzystanie budżetu wartościowego (%) <i>Value budget utilization (%)</i>	52,3%	49,8%	67,1%	52,6%	49,4%	47,9%

Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych URE

Source: Baker Tilly TPA analysis based on data from the URE

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 2022 r., które były konsekwencją kryzysu energetycznego wywołanego inwazją Rosji na Ukrainę, średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na grudniowej aukcji w 2022 r. (269,50 PLN/MWh) była niemal 3-krotnie niższa niż średnia cena BASE za 2022 r.

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 rynkowo konkurencyjną 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.

In 2018 and 2019, the average selling price in the auction was lower than the weighted average BASE price on TGE 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 2022, which were a consequence of the energy crisis caused by Russia's invasion of Ukraine, the average electricity sale price at the December 2022 auction (269.50 PLN/MWh) was almost 3 times lower than the average BASE price for 2022.

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.

Wykres 17. Zakres cen w ofertach aukcji OZE w latach 2018–2022 (PLN/MWh)

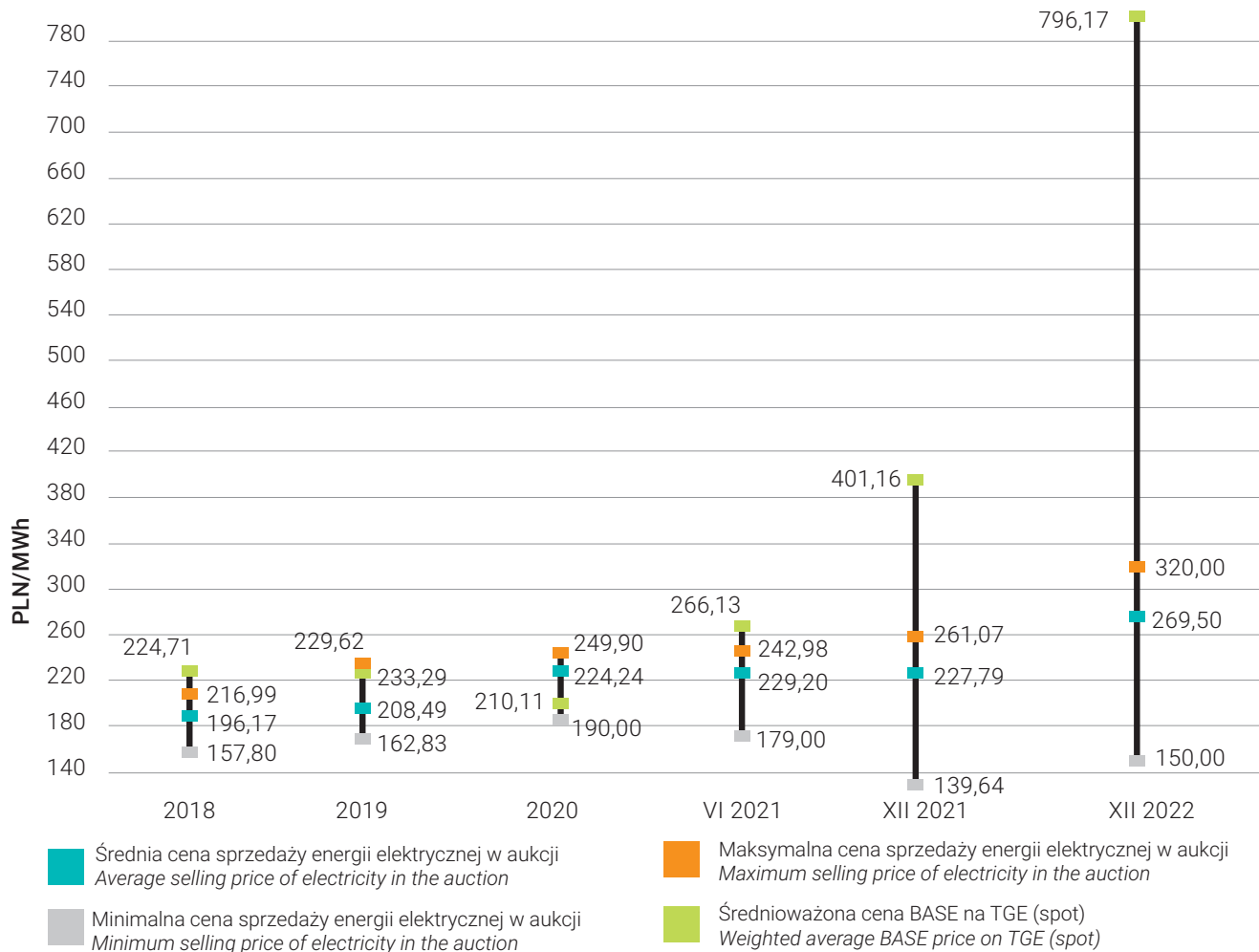


Chart 17. Price range in the tender offers in the auction of RES in the years 2018–2022 (PLN/MWh)

Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych URE

Source: Baker Tilly TPA analysis based on data from the Energy URE

Szacujemy, że od początku istnienia systemu aukcyjnego duże instalacje wiatrowe i fotowoltaiczne zaoferowały w ramach aukcji sprzedaż około trzech czwartych oczekiwanej produkcji energii. Na początku istnienia systemu udział energii oferowanej w ramach aukcji wynosił nawet do 80%. W aukcjach z grudnia 2021 i 2022 r. udział ten istotnie spadł do około 40%, przy czym wolumen sprzedaży w ramach tych aukcji był relatywnie niewielki – 11 TWh i 6,4 TWh odpowiednio w grudniu 2021 i 2022 r. Widać, że strategia zabezpieczania przychodów ewoluowała z opartej wyłącznie na aukcjach OZE do bardziej zdywersyfikowanej strategii wykorzystującej m.in. umowy PPA lub z większą ekspozycją na ceny rynkowe.

We estimate that since the beginning of the auction system, large wind and PV plants have offered about three-fourths of their expected energy production for sale in the auction. In the early days, the share of energy offered through auctions was up to 80%. In December 2021 and 2022 auctions, that share dropped considerably to around 40%, with relatively small auction sales volumes of 11 TWh and 6.4 TWh in December 2021 and 2022, respectively. It can be seen that the strategy of securing revenues has evolved from one based solely on RES auctions, to a more diversified strategy using PPAs or with greater exposure to market prices, among other things.

W ramach limitów cen dla producentów energii elektrycznej wprowadzonych pod koniec 2022 r. instalacje operujące w systemie aukcyjnym zostały wyłączone z oddzielnego ustalonego limitu ceny dla poszczególnych technologii. Efektywna cena sprzedaży energii elektrycznej dla tych instalacji została ustalona na poziomie ceny wykonania

Plants operating in the auction system were excluded from the top-down price cap for individual technologies in the price caps for power generators introduced at the end of 2022. The effective selling price of electricity for these plants was set at the auction strike price (different for each plant) subject to annual adjustment by the annual average

aukcji (inna dla każdej instalacji) podlegającej corocznej waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych. Cena ta obowiązuje niezależnie od tego, czy sprzedają one swoją produkcję w ramach systemu aukcyjnego, czy poza nim. W praktyce oznacza to, że w reżimie limitów cen cena sprzedaży energii elektrycznej jest niższa dla instalacji, które zabezpieczyły się poprzez udział w aukcji, niż dla instalacji, które nie wzięły udziału lub nie wygrały aukcji. Istnieje jednak możliwość sprzedawania energii przez niektóre instalacje w systemie aukcyjnym po cenie równej limitowi dla energetyki wiatrowej, tj. aktualnie 345 PLN/MWh. Zgodnie z wyjaśnieniami opublikowanymi na stronie internetowej Zarządcy Rozliczeń S.A., jeśli dla danej instalacji, mimo że wygrała ona aukcję i rozpoczęła wytwarzanie, nie został z różnych przyczyn złożony wniosek o pokrycie ujemnego salda, odpis należy obliczać jak dla systemu pozaukcyjnego. W rozumieniu przepisów instalacja rozpoczyna korzystanie z systemu aukcyjnego w momencie, gdy złożyła do Zarządcy Rozliczeń S.A. pierwszy wniosek o pokrycie ujemnego salda.

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.

4.3. 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 aktualnymi rynkowymi cenami energii. Wyróżnia się dwie podstawowe metody wyznaczania cen: stała stawka bez indeksacji lub stawka zmienna (np. indeksowana inflacją lub w korytarzu cenowym). 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. Aktualne poziomy cen w umowach PPA mieszczą się zazwyczaj w przedziale 100–120 EUR/MWh dla formuły ilościowej pay-as-produced (470–560 PLN/MWh, przy kursie EUR/PLN 4,70).

consumer price index. This price applies regardless of whether they sell their output within or outside the auction system. In practice, this means that, under the price cap regime, the selling price of electricity is lower for plants that have secured it by participating in the auction than for plants that did not participate or did not win the auction. However, it is possible for some plants to sell energy in the auction system at a price equal to the cap for wind power, i.e. 345 PLN/MWh at present. According to explanations published on the website of Zarządca Rozliczeń S.A., if no application to cover the negative balance has been submitted for a given plant for any reason despite the fact that it has won the auction and started generation, the contribution should be calculated as for a non-auction system. As defined by the regulations, a plant begins using the auction system when it has submitted the first application to cover the negative balance to Zarządca Rozliczeń S.A.

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.

4.3. 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. There are two basic methods of determining prices: a fixed rate without indexation or a variable rate (e.g., indexed to inflation or using corridor pricing). Prices are calculated taking into account the so-called profile cost, which diminishes the effective selling price of energy. In these contracts, generators contract a significant portion of the expected energy volume with some margin, in case it turns out that wind conditions in a given period were weaker than expected. Current price levels in PPAs are typically in the range of 100–120 EUR/MWh for the pay-as-produced volume formula (470–560 PLN/MWh, with a EUR/PLN exchange rate of 4.70).

Drugą stroną umowy cPPA jest przedsiębiorstwo/zakład produkcyjny, a w przypadku PPA – spółka obrotu lub trader. Zawarcie PPA/cPPA niweluje niepewność związaną z czynnikiem rynkowym 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, dostrzegającymi zalety przekierowania zużycia energii na źródła nieemisyjne, tworzą szybko rosnący, międzynarodowy rynek kontraktów cPPA.

Więcej informacji na temat charakterystyki kontraktów cPPA zostało przedstawionych w sekcji IV.

4.4. 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 ograniczoną płynność, w praktyce takie transakcje są zawierane na maksymalnie 2 lata. W pozostałym okresie wytwórca jest narażony 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 150,15 PLN/MWh do 1390,76 PLN/MWh. W ujęciu rocznym najniższe ceny odnotowano w 2020 r. (210,11 PLN/MWh). Od tamtej pory nastąpił istotny wzrost cen energii, które urosły niemal 4-krotnie w ciągu 2 lat. Średnia ważona wolumenem cena energii elektrycznej w 2021 i 2022 r. wyniosła odpowiednio 401,16 PLN/MWh i 796,17 PLN/MWh. W 2021 r. głównym czynnikiem odpowiedzialnym za wyższe ceny był wzrost kosztu uprawnień do emisji CO₂ oraz cen surowców energetycznych. W 2022 r. wzrost cen energii nastąpił głównie na skutek kryzysu energetycznego będącego następstwem inwazji Rosji na Ukrainę oraz wysokich cen gazu. W systemie kształtowania się cen na podstawie kosztów krańcowych (tzw. Merit-Order) cena gazu wpływała na cenę giełdową energii elektrycznej. W systemie tym elektrownia o najdroższych kosztach krańcowych, która aktualnie pracuje w systemie, wyznacza cenę dla wszystkich producentów. W 2022 r. na wzrost cen energii elektrycznej wpłynęły również rosnące ceny uprawnień do emisji CO₂.

W ubiegłym roku ceny cechowały się dużą zmiennością oraz intensywnym wzrostem – w lutym 2022 r. (na początku inwazji Rosji na Ukrainę) średnia cena wyniosła 525,89 PLN/MWh, by w sierpniu osiągnąć szczyt na poziomie 1390,76 PLN/MWh. W kolejnych miesiącach 2022 r. ceny spot spadały, jednak

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 section IV.

4.4. 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 analyzed volumes, spot and forward prices of transactions concluded on PPE.

Considering the transactions made over the past 5 years, the volume-weighted average BASE rate ranged from 150.15 PLN/MWh to 1390.76 PLN/MWh in each year. On an annual basis, the lowest prices were recorded in 2020 (210.11 PLN/MWh). Since then, there has been a considerable increase in energy prices, which have grown almost fourfold in two years. The volume-weighted average price of electricity in 2021 and 2022 was 401.16 PLN/MWh and 796.17 PLN/MWh, respectively. In 2021, the main factor responsible for the higher prices was the increase in the cost of CO₂ emission allowances and prices of energy sources. In 2022, the increase in energy prices was mainly due to the energy crisis following Russia's invasion of Ukraine and high gas prices. Under the marginal-cost pricing system (known as Merit-Order), the price of gas affected the exchange price of electricity. In this system, the power plant with the most expensive marginal cost that is currently operating in the system sets the price for all generators. In 2022, rising prices for CO₂ emission allowances also contributed to the increase in electricity prices.

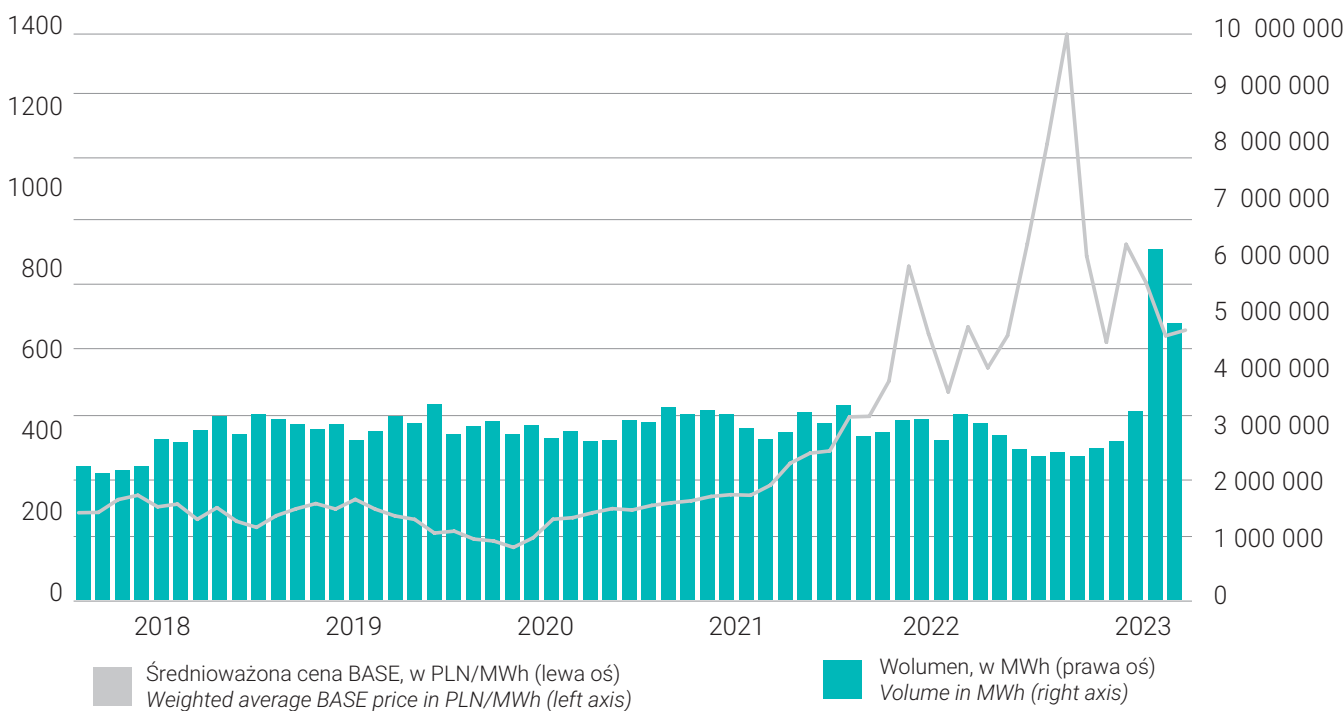
Last year, prices were characterized by high volatility and intense growth – in February 2022 (at the beginning of Russia's invasion of Ukraine), the average price was 525.89 PLN/MWh, only to peak at 1390.76 PLN/MWh in August. In the following months of 2022, spot prices declined, but still remained at high levels. Monthly volume in 2022, on the other

wciąż pozostawały na wysokich poziomach. Wolumen miesięczny w 2022 r. pozostał natomiast stabilny i kształtował się w przedziale 2,3–3,0 TWh (5-letnia średnia wynosi 2,7 TWh). Na początku 2023 r. obroty na Rynku Dnia Następnego wzrosły do 5,6 TWh w styczniu oraz 4,4 TWh w lutym. W lutym 2023 r. wolumen obrotu na rynku spot pierwszy raz od 12 lat przekroczył analogiczny wolumen na rynku terminowym. Niskie obroty na rynku terminowym w tym miesiącu wynikają ze zniesienia obliża giełdowego, czyli obowiązku sprzedawania energii na rynku regulowanym.

Wolumen rynku spot to około 18% rocznego zużycia energii w kraju. Kształtowanie się kursu i wolumenu w transakcjach BASE zawieranych na TGE w okresie od stycznia 2018 r. do lutego 2023 r. w ujęciu miesięcznym przedstawiono na wykresie.

Wykres 18. Transakcje energii elektrycznej spot na TGE, Rynek Dnia Następnego

Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych TGE



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 zmienny najdroższej w danej chwili jednostki pracującej w podstawie (w sposób ciągły przez pewien czas). Z uwagi na fakt, że jednostki wytwórcze pracujące na podstawie systemu elektroenergetycznego w Polsce 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.

hand, remained stable and was in the range of 2.3-3.0 TWh (the 5-year average is 2.7 TWh). In early 2023, turnover in the Day-Ahead Market increased to 5.6 TWh in January and 4.4 TWh in February. In February 2023, trading volume on the spot market exceeded the corresponding volume on the futures market for the first time in 12 years. The low turnover on the futures market in that month was due to the abolition of the obligation to sell energy on the regulated market.

Spot market volume is about 18% of the country's annual energy consumption. The evolution of the rate and volume in BASE transactions concluded on POLPX from January 2018 to February 2023 on a monthly basis is shown in the chart.

Chart 18. Spot electricity transactions on PPE, DAM

Source: Baker Tilly TPA analysis based on PPE data

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. In December 2020, the price

zaczęły rosnąć. W grudniu 2020 r. cena przekroczyła poziom 30 EUR/t, by w połowie 2021 r. przebić poziom 50 EUR/t. Druga połowa 2021 r. charakteryzowała się bardzo intensywnym wzrostem cen uprawnień – do poziomu 80 EUR/t w grudniu 2021 r. W 2022 r. cena pozostała na wysokim poziomie, oscylując w zakresie 60–100 EUR/t. Średnia cena uprawnień w 2022 . wyniosła 80,8 EUR/t, co oznacza wzrost o 51,6% w porównaniu z rokiem poprzednim. W lutym 2023 r. cena uprawnień przekroczyła symboliczną barierę 100 EUR/t. Jako jedną z przyczyn wzrostów cen podaje się opóźnienia w wydawaniu darmowych uprawnień na rok 2023, co może zmusić prowadzących instalacje przemysłowe do zakupu uprawnień na rynku, aby rozliczyć emisje z 2022 r. do 30 kwietnia 2023 r.

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 2021 r. w dokumencie przygotowanym dla Komisji Europejskiej, oczekiwano, że cena praw do emisji CO₂ wzrośnie do poziomu 50–85 EUR/t dopiero do 2030 r. ESMA nie dopatrzyła się na razie żadnych dowodów na manipulację rynkowe. Urząd będzie kontynuował analizy, czy system ETS działa zgodnie z zasadami rynków finansowych.

W grudniu 2022 r. podczas rozmów Parlamentu Europejskiego i Rady UE osiągnięto porozumienie zmieniające system ETS (Europejski System Handlu Emisjami). Operatorzy systemu ETS będą musieli ograniczyć swoje emisje o 62% do końca dekady, a wszystkie wpływy z rynku emisji muszą być przeznaczone na przeciwdziałanie zmianom klimatu. W ramach reformy planuje się też zakończenie wydawania darmowych uprawnień. Do 2034 r. zostaną wyeliminowane wszystkie darmowe certyfikaty CO₂ wydawane przemysłowi. Powstanie także tzw. system ETS 2 dla budownictwa i transportu. Pierwsza z modyfikacji zacznie obowiązywać w 2024 r. Rosnące koszty uprawnień do emisji mogą stanowić szczególnie problem dla uzależnionej od paliw kopalnych polskiej energetyki.

Warto dodać, iż wpływ na przyszłe ceny energii elektrycznej będzie miała zapowiadana reforma europejskiego rynku energii elektrycznej. Planowane jest m.in. zwiększenie roli kontraktów długoterminowych na dostawę energii, w tym umów PPA oraz aukcji OZE, co ma uniezależnić konsumentów i firmy od krótkoterminowych wahań cen. Komisja Europejska chce także zwiększyć elastyczność systemu elektroenergetycznego poprzez magazynowanie i środki reagowania na popyt.

Załączony wykres przedstawia kształtowanie się ceny uprawnień do emisji 1 tony CO₂ w okresie od 2016 r. do końca lutego 2023 r.

exceeded the level of 30 EUR/t to break through the level of 50 EUR/t in mid-2021. The second half of 2021 was characterized by a very intense increase in the price of allowances – up to the level of 80 EUR/t in December 2021. In 2022, the price remained at a high level oscillating in the 60–100 EUR/t range. The average allowance price in 2022 was 80.8 EUR/t, up 51.6% from the previous year. In February 2023, the price of allowances crossed the symbolic barrier of 100 EUR/t. Delays in issuing free allowances for 2023 are cited as one of the reasons for the price increases, which may force industrial operators to buy allowances on the market to settle 2022 emissions by April 30, 2023.

The European Securities and Markets Authority (ESMA), on behalf of the European Commission, investigated whether the market for CO₂ allowances and derivatives may have been manipulated resulting in such a drastic increase in the price of EU ETS units. By comparison, as recently as June 2021, a document prepared for the European Commission expected the price of CO₂ emission rights to rise to a level of 50–85 EUR/ton not sooner than by 2030. ESMA has so far seen no evidence of market manipulation. The Authority will continue to analyze whether the ETS operates in accordance with the rules of the financial markets.

In December 2022, during talks between the European Parliament and the EU Council, an agreement was reached to amend the ETS (European Emissions Trading Scheme). ETS operators will have to reduce their emissions by 62% by the end of the decade, and all proceeds from the emissions market must be used to combat climate change. The reform also plans to end the issuance of free allowances. By 2034, all free CO₂ certificates issued to industry will be eliminated. There will also be a so-called ETS 2 system for construction and transportation. The first of the modifications will take effect in 2024. The rising cost of emission allowances may pose a particular problem for the fossil fuel-dependent Polish power sector.

It is worth adding that future electricity prices will be affected by the announced reform of the European electricity market. Among other things, it is planned to increase the role of long-term contracts for energy supply, including PPAs and RES auctions, which is expected to make consumers and companies independent of short-term price fluctuations. The European Commission also wants to increase the flexibility of the power system through storage and demand response measures.

The accompanying chart shows the evolution of the price of emission allowances for 1 ton of CO₂ in the period from 2016 to the end of February 2023.

Wykres 19. Notowania uprawnień do emisji CO₂

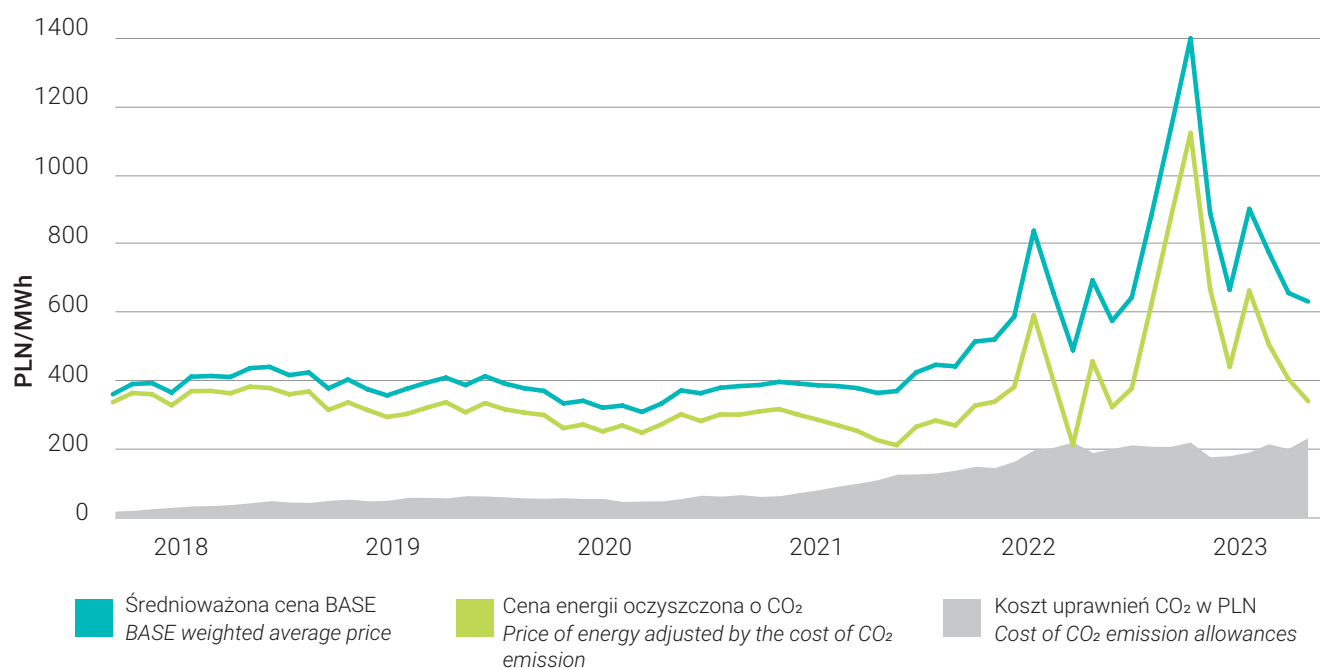
Źródło: Reuters Eikon

Przyjmując pewne założenia, wyodrębniliśmy wartość uprawnień do emisji CO₂ z rynkowych cen energii⁸⁹. Z naszych szacunków wynika, że w 2021 r. koszt uprawnień CO₂ stanowił około 42% ceny energii elektrycznej na rynku spot. W 2022 r., pomimo dalszego wzrostu cen uprawnień, udział kosztu uprawnień w cenie energii spadł do mniej więcej 30%.

Chart 19. Quotations of CO₂ emission allowances

Source: Reuters Eikon

Assuming certain assumptions, we distinguished the value of CO₂ emission allowances from the market energy prices.⁸⁹ Our estimates show that in 2021, the cost of CO₂ allowances accounted for about 42% of the spot electricity price. In 2022, despite further increases in the price of allowances, the share of the cost of allowances in the price of energy fell to about 30%.

Wykres 20. Porównanie ceny energii oczyszczonej o koszt emisji CO₂ do rynkowej ceny energii

Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA

Source: Baker Tilly TPA own study

⁸⁹ Przyjęte zostało założenie, że wyprodukowanie 1 MWh niesie z sobą emisję 635 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.

⁸⁹ It was assumed that the production of 1 MWh results in the emission of 635 kg of carbon dioxide. We converted the daily closing prices of allowances using the average EUR/PLN exchange rate of the day. Due to monthly energy price data, the cost of CO₂ emission allowances in a given month was estimated using the arithmetic average of daily prices.

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 0,88, a więc poziom zależności jest znaczny.

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. Jak można dostrzec na wykresie, ceny kontraktów terminowych podążają ścieżką zbliżoną do notowań rynku spot. W 2022 r. ceny zaprezentowanych kontraktów terminowych były średnio o 130–300 PLN/MWh wyższe niż ceny spot, a najdroższe były kontrakty z dostawą na 2023 r. Wraz ze wzrostem cen energii na początku 2022 r. miesięczny wolumen dla rynku terminowego obniżył się do kilkunastu TWh, a w całym roku wyniósł 108 TWh, o 43% mniej niż w 2021 r. Zniesienie obliża giełdowego pod koniec 2022 r. może dalej pogłębić ten spadek.

Prześledziliśmy też ceny w kontraktach terminowych na dostawę energii, zawierane na TGE w okresie od stycznia 2020 r. do grudnia 2022 r. Średni kurs BASE na 2023 r. w całym cyklu życia kontraktu ukształtował się na poziomie 965,55 PLN/MWh. Średni kurs BASE w kontraktach zawieranych na 2024 r. wynosi 772,76 PLN/MWh, a średni kurs BASE na 2025 r. – 1029,47 PLN/MWh. W danym okresie ceny w poszczególnych seriach kontraktów charakteryzują się podobnym poziomem cenowym, zaś kierunek zmian cen wyznacza aktualna cena rynkowa energii. Warto zauważyć, iż rynek spodziewa się obniżki cen energii elektrycznej w bliskiej przyszłości w porównaniu z rekordowymi wartościami obserwowanymi w wakacje 2022 r., jednak wyższymi niż obecna cena spot. Kontrakt z lutego 2023 r. na 2024 r. zawierany był po cenie 714,64 PLN/MWh, czyli z premią do obecnej ceny energii. Z kolei rynek w 2025 r. spodziewa się obniżki ceny energii elektrycznej do 677,67 PLN/MWh.

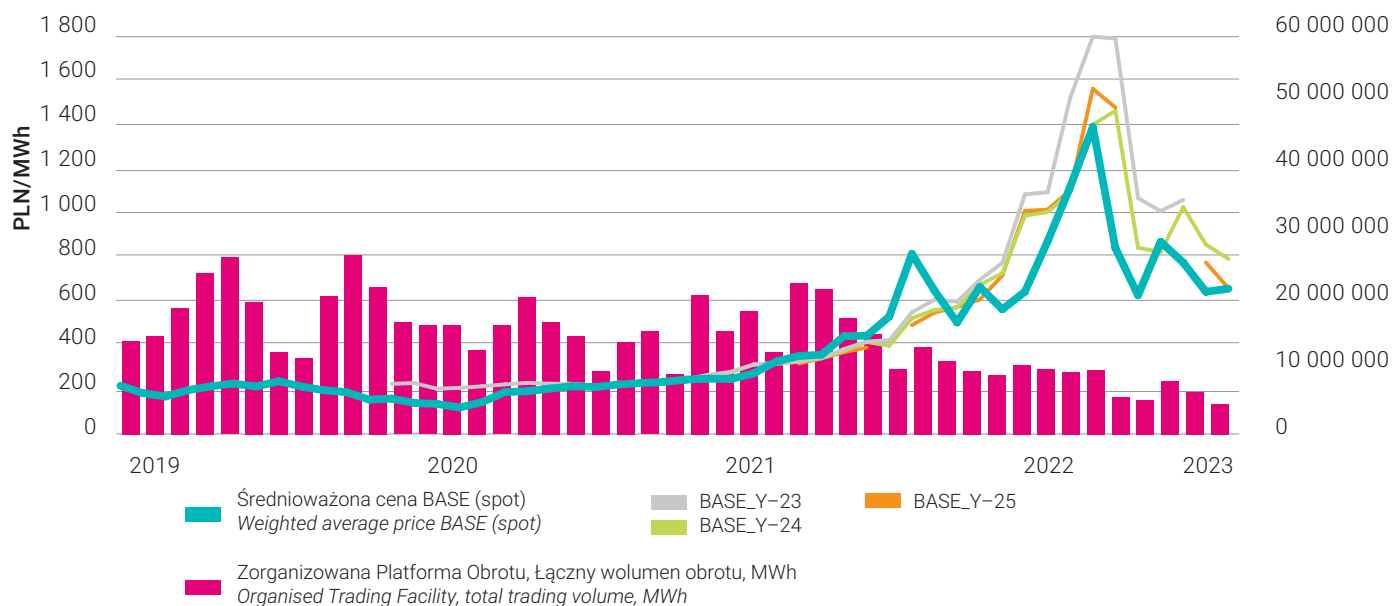
We have also analyzed the statistical relationship between the prices of CO₂ emission allowances and the market price of electricity on the Polish Power Exchange. We took into account a 5-year period, i.e., the monthly BASE price and the price of CO₂ emission allowances (arithmetic average of the daily closing prices in a given month). Our analysis showed that the correlation coefficient between these two variables is 0.88, so the level of dependence is significant.

When analyzing the relation between the spot market and the futures market, it is worth taking a look at the chart showing the price quotations of annual band energy futures of contracts compared to the spot market price. As can be seen in the chart, futures prices follow a path similar to spot market prices. In 2022, the prices of the futures contracts presented were on average 130–300 PLN/MWh higher than spot prices, and the most expensive contracts were those with the supply date in 2023. With the increase in energy prices at the beginning of 2022, the monthly volume for the futures market fell to a dozen TWh or so, and for the whole year amounted to 108 TWh, 43% less than in 2021. The abolition of the exchange obligation at the end of 2022 could further exacerbate this decline.

We also tracked prices in energy futures contracts traded on the PPE between January 2020 and December 2022. The average BASE rate for 2023 over the life of the contract was at 965.55 PLN/MWh. The average BASE rate for 2024 contracts is 772.76 PLN/MWh, and the average BASE rate for 2025 – 1029.47 PLN/MWh. In the given period, prices in each contract series are characterized by a similar price level, while the direction of price changes is determined by the current market price of energy. It is worth noting that the market expects a reduction in electricity prices in the near future compared to the record highs observed in the summer of 2022, but higher than the current spot price. The February 2023 contract for 2024 was concluded at 714.64 PLN/MWh, a premium to the current energy price. In contrast, the market in 2025 expects a reduction in the price of electricity to 677.67 PLN/MWh.

Wykres 21. Notowania energii elektrycznej na rynku spot oraz w kontraktach terminowych na TGE

Chart 21. Electricity quotations on the spot market and in futures on the Polish Power Exchange



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych TGE

Source: Baker Tilly TPA analysis based on PPE data

Poniższa tabela przybliży szczegóły cenowe i wolumenowe zawieranych kontraktów w okresie 2020–2022.

The following table takes a closer look at the price and volume details of the contracts traded during the 2020–2022 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
	2020	2021	2022	
Kontrakt / Contract	Ceny transakcyjne ważone wolumenem (PLN/MWh) Volume-weighted transaction prices (PLN/MWh)			
Kontrakty kwartalne BASE na 2023 r. BASE quarterly contracts for 2023	–	–	751,05	751,05
BASE_Y-23	250,47	390,02	1 270,26	965,55
BASE_Y-24	–	367,56	1 083,07	772,76
BASE_Y-25	–	388,23	1 133,68	1 029,47
Kontrakt / Contract	Wolumen (MWh) / Volume (MWh)			
Kontrakty kwartalne BASE na 2023 r. BASE quarterly contracts for 2023	–	–	7 017 661	7 017 661
BASE_Y-23	3 521 520	19 701 240	45 477 072	68 699 832
BASE_Y-24	0	3 100 752	4 049 064	7 149 816
BASE_Y-24	0	113 880	700 800	814 680

Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych TGE

Source: Baker Tilly TPA analysis based on PPE data

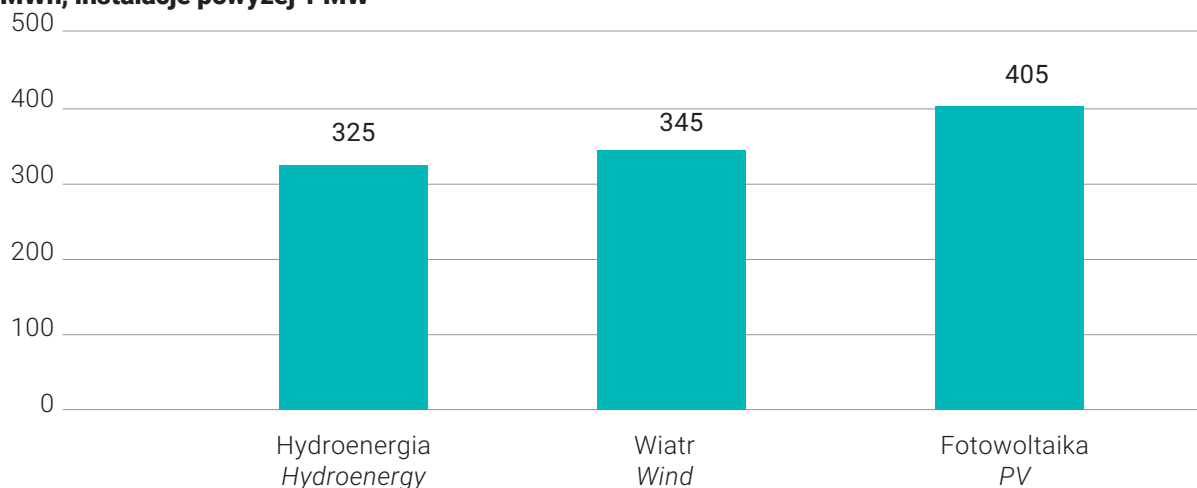
4.5. Limity cen dla producentów energii elektrycznej

W odpowiedzi na rekordowe ceny energii elektrycznej spowodowane inwazją rosyjską rząd wprowadził regulacje, które z jednej z strony mają chronić odbiorców wrażliwych, w tym gospodarstwa domowe, przed wysokimi rachunkami za prąd, a z drugiej ograniczyć nadzwyczajne zyski firm energetycznych. W dniu 4 listopada 2022 r. weszła w życie ustawa z 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparcie niektórych odbiorców w 2023 r. Ustawa ta wprowadziła:

- limit cen energii dla gospodarstw domowych, małych i średnich przedsiębiorstw, samorządów i innych odbiorców wrażliwych
- rekompensaty dla dostawców energii dostarczających ją do odbiorców uprawnionych z zastosowaniem limitu ceny

Rekompensaty będą wypłacane co miesiąc przez spółkę Zarządca Rozliczeń S.A. w terminie 30 dni. Środki na rekompensaty będą zbierane w formie odpisów na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny od producentów energii elektrycznej. Zasady obliczania odpisów na fundusz zostały przedstawione w ustawie oraz rozporządzeniu Rady Ministrów z 8 listopada 2022 r. w sprawie sposobu obliczania limitu ceny. W dniu 9 grudnia 2022 r. wydano nowelizację rozporządzenia, która m.in. zwiększyła limity cen dla OZE o dodatek inwestycyjny oraz na pokrycie kosztów stałych w wysokości 50 PLN/MWh. Odpisy obowiązują instalacje o mocy zainstalowanej większej niż 1 MW. Limity cen zostały wprowadzone od początku grudnia 2022 r. i będą miały zastosowanie przez cały 2023 r.

Wykres 22. Aktualne limity cen dla głównych źródeł OZE z uwzględnieniem dodatku inwestycyjnego, PLN/MWh, instalacje powyżej 1 MW



Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

Limity oparte są na cenach referencyjnych z aukcji dla źródeł odnawialnych oraz cenach paliwa dla danej instalacji.

4.5. Price caps for electricity producers

In response to record-breaking electricity prices caused by the Russian invasion, the government has introduced regulations to protect vulnerable consumers, including households, from high electricity bills on the one hand, and to curb windfall profits for energy companies on the other. On November 4, 2022, the Law of October 27, 2022 on Emergency Measures to Curb Electricity Prices and Support Certain Consumers in 2023 went into effect. This law introduced:

- a cap on energy prices for households, small and medium-sized enterprises, local governments and other sensitive consumers
- compensation for energy suppliers supplying energy to eligible customers with the price cap.

Compensation will be paid monthly by the company Zarządca Rozliczeń S.A. within 30 days. Funds for compensation will be collected in the form of contributions to the Price Difference Payment Fund (FWRC) from electricity producers. The rules for calculating the deductions to the fund are outlined in the Law and the Council of Ministers' Ordinance of November 8, 2022 on how to calculate the price cap. An amendment to the ordinance was issued on December 9, 2022, which, among other things, increased the price caps for RES with the surcharge for investment and to cover fixed costs in the amount of PLN 50/MWh. The contributions apply to plants with an installed capacity of more than 1 MW. The price limits were introduced from the beginning of December 2022 and will apply throughout 2023.

Chart 22. Price caps for key RES, including investment surcharge PLN/MWh, plants over 1 MW

Source: Baker Tilly TPA own study

The limits are based on the reference auction prices for renewable energy sources and the fuel prices for plants

lacji dla pozostałych technologii. Limity cen mogą ulec zmianie w przypadku aktualizacji cen referencyjnych na aukcjach OZE.

Instalacje OZE objęte systemem aukcyjnym wciąż obowiązuje cena z wygranej aukcji (z uwzględnieniem indeksacji) również dla energii sprzedawanej poza systemem aukcyjnym. Limity dla aktywów zabezpieczonych w ramach umów PPA, co do zasady, składają się z ustalonych limitów dla poszczególnych technologii, jednak możliwe jest zastosowanie pewnych wyjątków. Szczegółowy opis zasad rozliczania instalacji z fizycznymi lub wirtualnymi umowami PPA został opisany w rozdziale 6, sekcja IV

Wprowadzenie limitów cen znacząco obniżyło przychody instalacji OZE, przy czym największy spadek spodziewany jest w przypadku lądowej energetyki wiatrowej. Firma doradcza z sektora energii Aurora szacuje, że spadek przychodów dla instalacji poza systemem aukcyjnym w okresie obowiązywania limitów może wynieść aż 67% dla farm fotowoltaicznych oraz 74% dla farm wiatrowych. Spadek przychodów dla instalacji w systemie aukcyjnym będzie natomiast zależał od stopnia ekspozycji na rynkowe ceny energii. W przypadku projektów wiatrowych wprowadzenie limitów przychodów do końca 2023 r. doprowadzi do spadku IRR projektu od 4 do 5 punktów procentowych wobec scenariusza braku interwencji na rynku.

Wprowadzenie limitów cen doprowadzi prawdopodobnie do opóźnienia wielu nowych inwestycji i odłożenia ich do 2024 r., co spowolni transformację energetyczną. Inwestorzy będą także, w większym niż do tej pory stopniu, uwzględniać ryzyko zmian regulacji, co może się przyczynić do zwiększenia premii za ryzyko, a tym samym oczekiwanej stopy zwrotu projektu.

5

Rentowność projektów wiatrowych

5.1. 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 otrzymywania 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 2021 r. do użytku oddano elektrownie o łącznej mocy 771 MW, co stanowi przyrost mocy zainstalowanej o 12% w ciągu 12 miesięcy. W 2022 r. moc zainstalo-

using other sources. The price limits are subject to change if the reference prices in the RES auctions are updated., including investment surcharge.

RES plants covered by the auction system are still bound by the price from the winning auction (including indexation) also for energy sold outside the auction system. Limits for assets secured by PPAs, as a rule, consist of fixed limits for individual technologies, but certain exceptions are possible. A detailed description of the rules for settling installations with physical or virtual PPAs in is described in chapter 6, section IV.

The introduction of price caps has significantly reduced the revenues of RES installations, with the largest decrease expected for onshore wind power. Energy consulting firm Aurora estimates that the revenue decline for installations outside the auction system during the cap period could be as high as 67% for PV farms and 74% for wind farms. The drop in revenue for installations in the auction system, on the other hand, will depend on the degree of exposure to market energy prices. In the case of wind projects, the introduction of revenue caps by the end of 2023 will lead to a 4 to 5 percentage point drop in a project's IRR in case of a scenario of no market intervention.

The introduction of price caps will likely lead to the delay of many new projects and postpone them until 2024, which will slow down the energy transition process. Investors will also, to a greater extent than before, take into account the risk of regulatory changes, which may contribute to an increase in the risk premium and thus the expected project return.

Profitability of wind projects

5.1. Characteristics of investments in wind energy – about the market

By 2015, the increase in wind power capacity amounted to several hundred MW a 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 2021, power plants with a total capacity of 771 MW were commissioned, representing a 12% increase in installed capacity in 12 months. In 2022, the installed capacity

wana wzrosła o kolejne 1139 MW, zwiększając o 16% łączną moc dotychczas zainstalowaną. Wzrost mocy wynika głównie z realizacji projektów, które wygrały aukcje w ostatnich latach.

increased by another 1,139 MW, increasing the total capacity installed to date by 16%. The increase in capacity is mainly due to projects that won auctions in recent years.

Tabela 5. Moc zainstalowana w elektrowniach wiatrowych w Polsce

Table 5. Capacity installed in wind farms in Poland

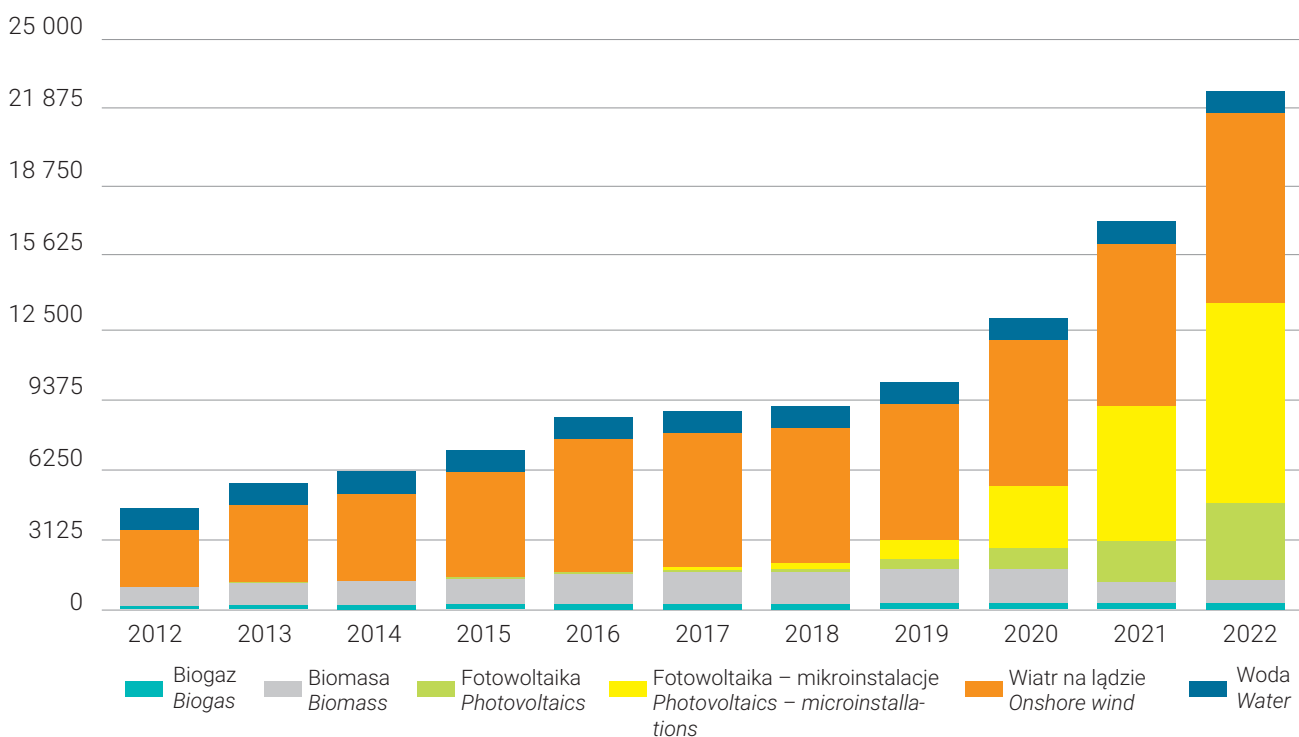
Dane w MW Data in MW	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Zainstalowana moc Installed capacity	1180	1616	2497	3390	3834	4582	5807	5849	5864	5917	6347	7117	8258
Przyrost w okresie Growth over the period	456	436	880	893	444	748	1225	41	16	53	430	770	1139
zmiana r./r. yoy change	63%	37%	54%	36%	13%	20%	27%	1%	0%	1%	7%	12%	16%

Źródło: URE i ARE

Source: URE and ARE

Wykres 23. Moc zainstalowana OZE w podziale na poszczególne technologie

Chart 23. Installed RES capacity broken down by individual technologies



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych URE oraz ARE

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 instalacje fotowoltaiczne, a w szczególności mikroinstalacje prosumenckie. Zgodnie z danymi Agencji Rynku Energii, na koniec grudnia 2022 r. zainstalowana moc w mikroinstalacjach fotowoltaicznych wyniosła 8774 MW, w elektrowniach na biogaz 277 MW, w elektrowniach na biomasę 969 MW, w elektrow-

The development of other RES projects also clearly slowed down in the 2017–2019 period. Solar power plants, and prosumer micro-installations in particular, were the exception. According to the Energy Market Agency, as of the end of December 2022, the installed capacity of PV micro-grids was 8,774 MW, biogas power plants 277 MW, biomass power plants 969 MW, photovoltaic power plants 3,375 MW

niach fotowoltaicznych 3375 MW (z wyłączeniem mikroinstalacji), zaś w elektrowniach wodnych 978 MW. Całkowita zainstalowana moc w odnawialnych źródłach energii na koniec 2022 r. wyniosła 22,6 GW w porównaniu z 16,9 GW na koniec 2021 r. oraz z 8,2 GW z 30 kwietnia 2016 r. (ostatni dzień uprawniający do uczestnictwa w systemie zielonych certyfikatów). Przez ostatnie 3 lata przyrost mocy w OZE wyniósł 12,7 GW, w tym 5,7 GW w samym 2022 r. Najszybciej rosła moc instalacji fotowoltaicznych – przyrost mocy

(excluding microgrids), and hydroelectric power plants 978 MW. The total installed capacity of renewable energy sources at the end of 2022 was 22.6 GW, compared to 16.9 GW at the end of 2021 and 8.2 GW as of April 30, 2016. (the last day of eligibility to participate in the green certificate system). Over the past three years, RES capacity additions totaled 12.7 GW, including 5.7 GW in 2022 alone. The fastest growth has been observed in the capacity of photovoltaic installations – the increase in capacity combined for large

Sektor energetyki odnawialnej jeszcze nigdy w historii nie miał przede sobą tak dobrych długoterminowych perspektyw. Rosnące społeczne i polityczne oczekiwania w zakresie transformacji energetycznej doprowadziły do ogłoszenia ambitnych strategii dekarbonizacyjnych, przede wszystkim w UE i USA. Agresja Rosji wobec Ukrainy zostanie pewnie kiedyś uznana za punkt zwrotny w historii zależności świata od paliw kopalnych. Presja akcjonariuszy na wdrażanie ambitnych celów ESG przez inwestorów i banki staje się coraz silniejsza. Jednak nie chodzi jedynie o chęć bycia „zielonym” – rozwój technologii osiągnął punkt, w którym projekty OZE są opłacalne bez konieczności korzystania z systemów wsparcia, których rola sprowadza się głównie do zapewnienia długoterminowej stabilności przychodów. Sektor finansowy – a w polskich realiach przede wszystkim banki komercyjne – dostrzega te trendy. Wiele banków, wśród nich DNB, finansuje projekty OZE już od wielu lat, inne dostrzegły tę szansę nieco później i obecnie starają się nadrobić stracony czas. Konkurencja zatem stale się zwiększa, z korzyścią dla inwestorów.

Choć nikt już chyba nie ma wątpliwości co do kierunku transformacji sektora energetycznego i roli, jaką spełniać mają w nim OZE, na drodze ku dekarbonizacji czeka szereg wyzwań. Niektóre z nich mają charakter krótkoterminowy, wynikający z pierwszego od ponad dekady poważnego kryzysu gospodarczego. Inne stanowią wyzwanie w długim terminie – to przede wszystkim konieczność modernizacji infrastruktury energetycznej oraz otoczenia regulacyjnego. To również potrzeba stworzenia systemu, który zapewni stabilność dostaw energii, wykorzystując również technologie jej magazynowania. DNB finansuje już projekty BESS w USA i Australii, przyglądamy się im na innych rynkach i nie mamy wątpliwości, że niebawem staną się opłacalne również w Polsce.

DNB finansuje projekty OZE na całym świecie od wielu lat, w tym od ponad 10 lat w Polsce. Nasza strategia pozostaje niezmienna – skupiamy się na finansowaniu projektów realizowanych przez doświadczonych inwestorów, generujących stabilne przychody, zabezpieczone długoterminowymi kontraktami. Staramy się jednocześnie być elastyczni i wspólnie z naszymi Klientami szukać optymalnych rozwiązań. Tak działamy obecnie – widzimy, że koszt finansowania w PLN stał się wyższy niż koszt kapitału dla wielu inwestorów, oferujemy zatem możliwość finansowania w EUR – zarówno projektom posiadającym długoterminowe PPA w tej walucie, jak również w formie krótkoterminowych finansowań pomostowych. Już od kilku lat rozwijamy swoje kompetencje w zakresie umów cPPA – bliski dialog z naszymi Klientami pozwolił nam wcześniej zrozumieć, że umowy te zyskają na popularności jako alternatywa lub komplementarny wobec systemu aukcyjnego produkt. Rozszerzamy również ofertę o usługi doradcze i jako jeden z nielicznych podmiotów prowadziliśmy z sukcesami w Polsce projekty obejmujące kompleksowe doradztwo w zakresie M&A, finansowania dłużnego oraz pozyskiwania PPA.



Piotr Biernacki

Dyrektor Departamentu Finansowania
Strukturyzowanego, DNB Bank Polska
Head of Structured & Project Finance,
DNB Bank Polska

The long-term outlook for the renewable energy sector is better than ever before. Governments across the globe are introducing ambitious energy transition strategies, most notably the EU and US. Russian attack on Ukraine may well become the high watermark for the global reliance on fossil fuels. ESG has become a buzzword, with the investors and lenders dealing with mounting pressure to set and follow ambitious targets. It is not about just being “green” however – thanks to continuous technology improvements, the renewable projects have become viable without any state support, although these are still relevant to provide long term revenue stability. The financial sector, in Poland represented mostly by the commercial banks, understands these trends very well. Many of them, DNB included, have been financing renewables for many years. Others have joined recently and are catching up, making the market

more competitive, to the benefit of the investors.

While the direction the energy market is headed is clear, and it’s obvious that the successful rollout of renewables will be mission-critical, there are challenges ahead as well. Some of them are short term and were brought on by the first serious economic crisis in over a decade. Others will be out there for a while, most notably the need to strengthen and modernize the grid, the ancillary infrastructure as well as the regulatory environment. Last but not least, the storage systems will need to be deployed to tackle the intermittent nature of the renewable assets and provide stability. DNB already lends to such projects in the US and Australia, looks at a few in Western Europe, and we have no doubt they will soon become viable in Poland.

DNB has been financing renewable assets globally for many years. We’re present in Poland for over 10 years. Our strategy remains unchanged – we focus on projects run by experienced investors, with good visibility of revenues backed by long term offtake contracts. We also believe that, nowadays in particular, flexibility is the key and therefore we always work hand in hand with our Clients to come up with optimal solutions. For instance, as currently the all-in cost of debt in PLN is higher than equity cost of many investors, we provide EUR financing – long term, for projects with EUR PPAs, or as a short term bridge. For a number of years already, we provide loans backed by cPPA contracts – keeping a close dialogue with the investor community allowed us to learn early on that these type of agreements will rapidly gain traction as an alternative or a complementary product to the well-established CfD. Mindful that Our Clients need a one-stop-shop service, we have also broadened our offering in Poland to include M&A, debt and PPA advisory under a single mandate, which we believe is a unique product in the market.

łącznie dla dużych elektrowni i mikroinstalacji w ostatnich 3 latach wyniósł prawie 11 GW łącznie (średnioroczny wzrost na poziomie 110%). W tym samym okresie moc instalacji wiatrowych wzrosła o 2,3 GW (11,7% średniorocznie). Spadła natomiast moc jednostek produkujących energię z biomasy o 0,5 GW w porównaniu z końcem 2019 r.

W zakresie perspektyw rozwoju polskiego rynku oraz najważniejszych barier do usunięcia w sektorze energetyki wiatrowej największą przeszkodą rozwojową była do tej pory reguła 10H, która została niedawno zliberalizowana. Farma wiatrowa będzie mogła być zlokalizowana w odległości minimum 700 metrów od zabudowań, a nowe turbiny wiatrowe będą mogły być lokowane na podstawie miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego. Liberalizacja reguły 10H przyczyni się do zwiększenia ilości lokalizacji, gdzie będzie możliwe wybudowanie elektrowni wiatrowych.

Polski rząd jest w trakcie aktualizacji Polityki Energetycznej Polski 2040 przygotowanej pierwotnie w 2021 r. Zgodnie z ogłoszonymi kluczowymi założeniami trzeciego scenariusza prognostycznego PEP 2040 (stan na kwiecień 2023 r.) zakłada się dalszy rozwój lądowej energetyki wiatrowej do 14 GW mocy w 2030 r. oraz do 20 GW w 2040 r.

Pozostałe bariery wzrostu branży to m.in. niski potencjał przyłączeniowy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego oraz niska stabilność prawa regulującego OZE.

5.2. Nakłady inwestycyjne

Koszt wybudowania 1 MW mocy spadł 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. Produktywność 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 dotychczasowych uwarunkowaniach prawnych i limicie odległości 10H, praktycznie nie było możliwości ich instalowania. Wprawdzie średnia produktywność 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 produktywności 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 rozdziale 1, sekcja II. 2. 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

power plants and micro-installations in the last 3 years was almost 11 GW (average annual growth of 110%). During the same period, the capacity of wind installations increased by 2.3 GW (11.7% average annual growth). On the other hand, the capacity of biomass power generation units decreased by 0.5 GW compared to the end of 2019.

In terms of the development prospects of the Polish market and the most important barriers to be removed in the wind power sector, the biggest development obstacle so far has been the 10H rule, which was recently liberalized. A wind farm will be allowed to be located at a minimum distance of 700 meters from buildings, and new wind turbines can be located on the basis of a local zoning plan. The liberalization of the 10H rule will increase the number of locations where wind turbines can be built.

The Polish government is in the process of updating the Polish Energy Policy 2040 originally prepared in 2021. According to the announced key assumptions of the third forecast scenario of PEP 2040 (as of April 2023), onshore wind power is expected to continue to grow to 14 GW of capacity in 2030, and to 20 GW in 2040.

Other barriers to the industry's growth include the low connection potential of the National Grid System (KSE) and the low stability of the law regulating RES.

5.2. 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, which are discussed in chapter 1, section II. 2. 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

170 metrów. Charakteryzują się one większą wydajnością i mimo wyższych kosztów inwestycji w przeliczeniu na 1 MW mocy pozwalają osiągnąć niższy wyrównany koszt energii (LCOE). Złagodzenie zasady 10H powinno umożliwić 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 tym roku wśród członków PSEW wskazują, że wysokość całkowitych nakładów inwestycyjnych w przeliczeniu na 1 MW mieści się w przedziale 1,2–1,8 mln EUR, a średnio wynosi ok. 1,3–1,4 mln EUR. Różnicowanie to może wynikać z zastosowania różnych technologii turbin oraz dodatkowych kosztów, takich jak na przykład konieczność budowy długiego przyłącza lub głównego punktu zasilania. Pokrywa się to z danymi opublikowanymi przez WindEurope, zgodnie z którymi wydatki kapitałowe na 1 MW mocy farm sfinansowanych w 2022 r. w Polsce wyniosły średnio 1,3 mln EUR. Do tej kwoty należy jeszcze dodać koszty przygotowania oraz zakupu praw do projektu, które mogą się wahać od 200 tys. do nawet 600 tys. EUR za 1 MW, w zależności od atrakcyjności danej lokalizacji. Według naszych szacunków oczekiwane łączne nakłady inwestycyjne na 1 MW mocy zainstalowanej dla przeciętnej farmy wiatrowej wynoszą ok. 7,5 mln PLN⁹⁰. 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 mocy 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>	7,1	100

Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

⁹⁰ Szacowany koszt 1 MW mocy zainstalowanej wynosi obecnie ok. 1,6 mln EUR. Na potrzeby analizy przyjęliśmy kurs EUR/PLN na poziomie 4,70.

to 170 meters, which are characterized by higher efficiency, but also a higher 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 among PWEA members this year indicate that the average amount of total investment expenditure per 1 MW is in the range of EUR 1.2–1.8 million, and amounts to EUR 1.3–1.4 million. This variation may be due to the use of different turbine technologies and additional costs such as the need to build a long connection or main power point, for example. This is in line with data published by WindEurope, according to which capital expenditure per MW of farm capacity financed in 2022 in Poland averaged EUR 1.3 million. To this amount, one should still add the costs of drawing up and purchasing project rights, which can range from EUR 200,000 to as much as EUR 600,000 per MW, depending on the attractiveness of a given location. According to our estimates, the expected total capital expenditure per MW of installed capacity for an average wind farm is about PLN 7.5 million.⁹⁰ The largest component of this amount is wind turbines. The purchase of project rights (design) and expenditures related to cabling and grid connection are also a major position on the list. The value of the connection fee to the distribution system operator alone accounts for about 3% of the value of a given project. The average structure of expenses is presented in the table below.

Table 6. Estimated investment outlays per 1 MW of installed capacity

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>	7,1	100

Source: Baker Tilly TPA own study

⁹⁰ The estimated cost of 1 MW of installed capacity is currently about EUR 1.6 million. For the purposes of the analysis, we assumed a EUR/PLN exchange rate of 4.70.

Koszt turbin zwykle jest denominowany 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.

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).

5.3. Struktura finansowania

Na potrzeby raportu zbadaliśmy dane finansowe grupy spółek prowadzących działalność w zakresie wytwarzania energii z wiatru. Wszystkie, poza jedną, uwzględnione przez nas spółki były już w fazie operacyjnej w 2020 r., tj. osiągały już przychody ze sprzedaży energii. Analiza uwzględnia dane za 2021 r., jako że dane za 2022 r. nie są jeszcze dostępne dla większości farm. Wzięliśmy pod uwagę te podmioty, których moc zainstalowana wyniosła co najmniej 1,5 MW. Oczyszciliśmy 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=45) – dane za 2022 r. Sample characteristics (n=45) – data for 2022	Mediana Median	Średnia Average	Minimum Minimum	Maksimum Maximum
Moc zainstalowana w MW / Installed capacity in MW	18,5	27,4	1,5	120,0
Przychody ze sprzedaży (mln PLN) / Sales revenues (PLN million)	17,1	28,7	0,9	139,5
Koszty gotówkowe (mln PLN) / Cash costs (PLN million)	4,0	6,1	0,1	25,9
Skorygowana EBITDA (mln PLN) / Adjusted EBITDA (PLN million)	14,6	22,6	0,8	121,0

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.

Correct estimation of the amount of investment outlays 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).

5.3. 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 2020, i.e. they had already generated revenues from energy sales. The analysis includes data for 2021, as data for 2022 is not yet available for most farms. 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=45) – dane za 2022 r. Sample characteristics (n=45) – data for 2022	Mediana Median	Średnia Average	Minimum Minimum	Maksimum Maximum
Przychody ze sprzedaży (tys. PLN/MW) Sales revenues (PLN thousand/MW)	1023	987	121	1560
Koszty gotówkowe (tys. PLN/MW) Cash costs (PLN thousand/MW)	225	247	31	735
Skorygowana EBITDA (tys. PLN/MW) Adjusted EBITDA (PLN thousand/MW)	789	741	92	1354

Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

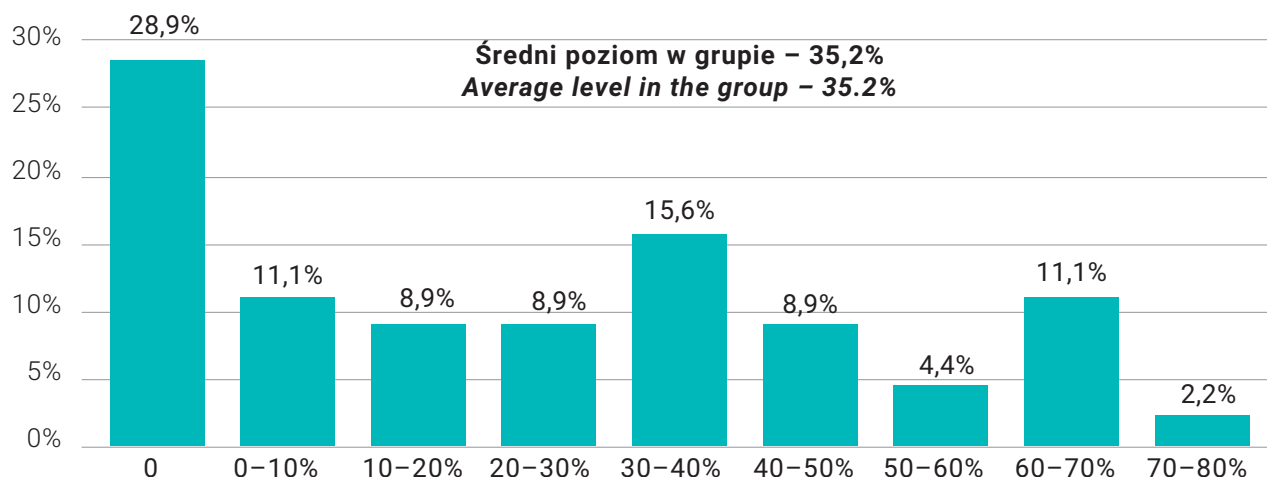
Source: Baker Tilly TPA own study

Analizie poddana została również struktura finansowania wybranej grupy farm na koniec 2021 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 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 rozpoczęcia fazy operacyjnej, tj. produkcji energii elektrycznej, lecz odzwierciedlają stan na koniec 2021 r. spółek wytwarzających energię od kilku lat.

The financing structure of a selected group of farms at the end of 2021 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 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 production, but reflect the state of companies that have been producing energy for at least several years as of the end of 2021.

Wykres 24. Rozkład analizowanej grupy farm wiatrowych pod względem udziału zadłużenia w finansowaniu aktywów na koniec 2021 r. (oś pionowa – udział w grupie, oś pozioma – stosunek zadłużenia do aktywów)

Chart 24. Distribution of the analysed group of wind farms in terms of the structure of balance sheet financing with debt at the end of 2021 (vertical axis – share in the group, horizontal axis – debt to assets ratio)



Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

Source: Baker Tilly TPA own study

Zbadaliśmy relację zadłużenia finansowego do sumy aktywów, zgodnie z danymi na 31 grudnia 2021 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

We examined the ratio of financial debt to total assets, reported as of December 31, 2021, 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

z punktu widzenia zwrotu z kapitału własnego. Średni poziom finansowania aktywów długiem dla spółek, które z niego korzystały, wyniósł 35,2% na koniec 2021 r. 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 2021 r. w grupie analizowanych farm.

5.4. 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, 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.

W 2022 r. projekty działające w systemie zielonych certyfikatów mogły liczyć średnio na ok. 990 PLN przychodu za każdą megawatogodzinę przy założeniu sprzedaży energii elektrycznej i świadectw pochodzenia po cenach rynkowych. Wiele podmiotów ma jednak podpisane długoterminowe umowy na dostawę energii oraz zielonych certyfikatów i ich przychody mogą się znacząco różnić od poziomów rynkowych. 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 aukcję, 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. 270 PLN/MWh i była zdecydowanie niższa niż średnia cena rynkowa w 2022 r., która wyniosła 796 PLN/MWh.

Energetyka wiatrowa jest beneficjentem drożących uprawnień do emisji CO₂, które wpływają na rynkową cenę energii w kraju. W 2022 r. średnia cena uprawnień emisyjnych kształtowała się na poziomie ok. 80 EUR/t, średnia cena energii BASE wyniosła zaś prawie 800 PLN/MWh. Wyższe ceny energii, przy dużym udziale kosztów stałych, przełożyły się na poprawę wyników finansowych farm wiatrowych. Wprowadzenie limitów cen dla energetyki wiatrowej na poziomie 345 PLN/MWh zdecydowanie pogorszy wyniki farm w porównaniu z 2022 r. Dodatkowo w długim terminie wraz z coraz większym nasyceniem energii z OZE w sieci ceny energii będą spadać, a nadmiar generacji będzie powodował również pojawianie się ujemnych cen energii.

assets at the end of 2021 was 35.2%. 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 chart shows the ratio of financial debt to assets at the end of 2021 in the group of analyzed wind farms.

5.4. 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 1st, 2016, not 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 1st, 2016. An entity operating in each of the abovementioned models may additionally hedge a part of the volume by concluding a cPPA agreement.

In 2022, projects operating under the green certificate system could expect an average of about PLN 990 of revenue per each megawatt hour, assuming the sale of electricity and certificates of origin at market prices. However, many entities have signed long-term contracts for the supply of energy and green certificates and their revenues may differ significantly from market levels. 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 operation they will generate revenues only from the sale of energy. On the other hand, the projects that won the auction ensured price predictability for themselves (ignoring the risk regarding the amount of indexation) for a 15-year period in relation to the declared volume. In the last auction, the average implied energy sale price was about 270 PLN/MWh, which was significantly lower than the average market price in 2022, which was 796 PLN/MWh.

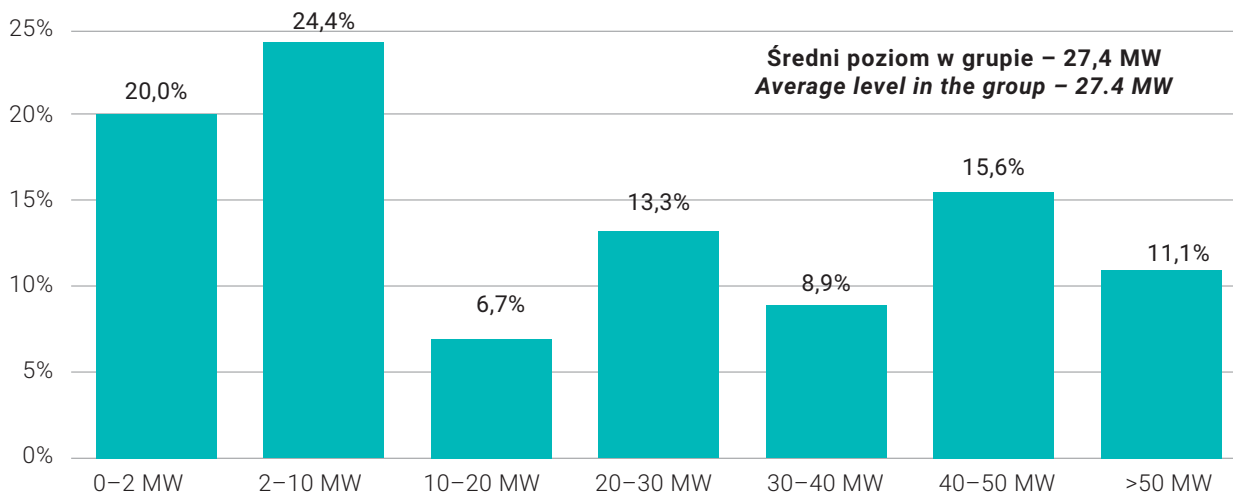
The wind energy sector is a beneficiary of currently growing CO₂ emission allowances, which influence the market price of energy in Poland. In 2022, the average emission allowance price was around 80 EUR/t, while BASE energy price was nearly 800 PLN/MWh. Higher energy prices, with a large share of fixed costs, have translated into improved financial performance of wind farms. The introduction of price caps for wind power at 345 PLN/MWh will definitely worsen the performance of wind farms compared to 2022. 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.

Przeanalizowaliśmy wysokość przychodów na 1 MW mocy zainstalowanej w grupie 45 podmiotów. Rozkład wielkości farm wiatrowych przedstawia wykres poniżej.

We analyzed the amount of revenues per 1 MW of installed capacity in a group of 45 entities. The distribution of wind farm sizes is shown in the chart below.

Wykres 25. Rozkład analizowanej grupy farm wiatrowych pod względem mocy poszczególnych farm wiatrowych

Chart 25. Distribution of the analyzed group of wind farms concerning the capacity of individual wind farms

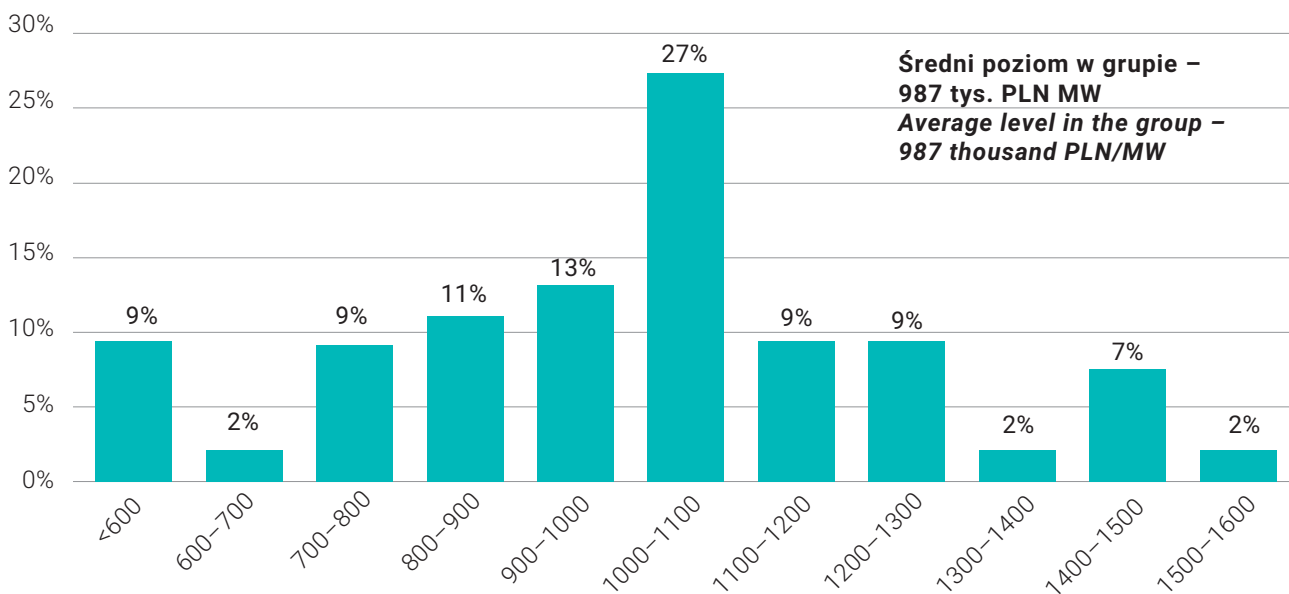


Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

Source: Baker Tilly TPA own study

Wykres 26. Rozkład analizowanej grupy farm wiatrowych pod względem wskaźnika przychodów na 1 MW w 2021 r. (tys. PLN)

Chart 26. Distribution of the analysed group of wind farms regarding the revenue per MW ratio in 2021 (PLN thousand)



Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

Source: Baker Tilly TPA own study

W 2021 r. średnia wartość przychodów na 1 MW mocy zainstalowanej wyniosła 987 tys. PLN, o 12% więcej niż rok wcześniej. W gronie analizowanych projektów najczęściej osiągnięty był przychód z 1 MW w przedziale 1,0–1,1 mln PLN.

In 2021 the average revenue per 1 MW of installed capacity amounted to PLN 987,000, 12% more than a year before. Among the analyzed projects the most frequently achieved revenue per 1 MW was in the range of PLN 1.0–1.1 million.

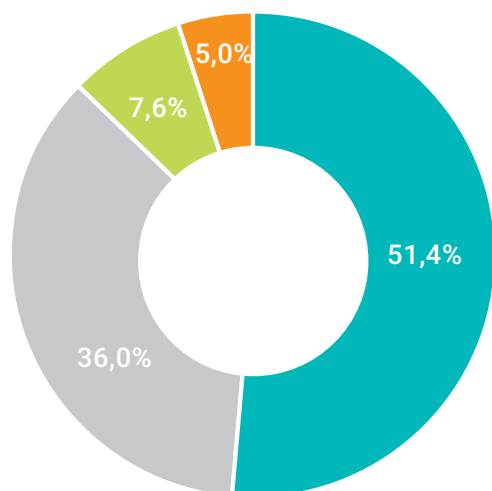
Najlepsze projekty były w stanie przekroczyć poziom 1,5 mln PLN przychodu z 1 MW. Duże znaczenie dla tego wskaźnika mają warunki wietrzne panujące w danej lokalizacji, efektywność turbin oraz możliwość sprzedaży zielonych certyfikatów. Osiąganą wartość przychodów przedstawia powyższy wykres.

5.5. Koszty operacyjne

Energetyka wiatrowa charakteryzuje się wysokimi nakładami inwestycyjnymi oraz 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.

Relatywnie duży udział kosztów usług obcych w strukturze wynika z konieczności serwisowania turbin i podzespołów. Koszty eksploatacji i utrzymania (O&M) mogą stanowić 20–25% całkowitego, uśrednionego kosztu energii elektrycznej (LCOE) w okresie eksploatacji turbiny. W przypadku nowych turbin udział ten może wynosić 10–15%, a pod koniec okresu eksploatacji może wzrosnąć do co najmniej 20–35%. Wzrost inflacji z pewnością wpłynie na zwiększenie kosztów O&M. Z drugiej strony producenci opracowują nowe konstrukcje turbin, które wymagają mniejszej liczby regularnych wizyt serwisowych i mniejszej liczby przestoju turbiny, co ograniczy całkowite koszty O&M przyszłych farm wiatrowych.

Wykres 27. Struktura kosztów rodzajowych w badanej grupie spółek



Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

The best projects were able to exceed PLN 1.5 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 above.

5.5. 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 the typical structure of generic costs for the surveyed group of entities.

A relatively large share of the costs of external services in the structure results from the need to service turbines and components. Operation and maintenance (O&M) costs can account for 20–25% of the total levelized cost of energy (LCOE) over the life of a turbine. For new turbines, this share can be 10%–15%, and can rise to at least 20%–35% by the end of the turbine's life. Rising inflation will certainly increase O&M costs. On the other hand, manufacturers are developing new turbine designs that require fewer regular maintenance visits and less turbine downtime, which will reduce the overall O&M costs of future wind farms.

Chart 27. Structure of costs by nature in the surveyed group of companies



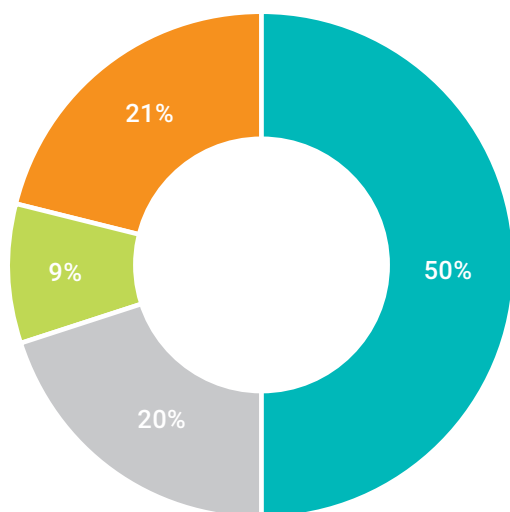
Source: Baker Tilly TPA own study

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. 140 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 w wysokości około 100 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 około połowy wszystkich wydatków (implikowany koszt w wysokości ok. 70 PLN/MWh w typowej farmie wiatrowej – w zależności od indywidualnych uwarunkowań). Następne pod względem znaczenia są płatności podatku 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 28. Typowa struktura kosztów gotówkowych w lądowych farmach wiatrowych



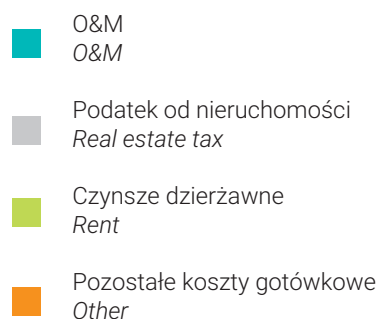
Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

Investors may therefore be willing to forgo manufacturer-provided service beyond the warranty period. A larger number of wind farms also 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 can translate into increased efficiency and the ability to offer lower service prices. es. 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 research indicates that the amount of operating cash costs during the operation of a wind farm is approximately PLN 140/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 100.

On the basis of projects for which detailed operating parameters were known, we analysed 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 70/MWh in a typical wind farm – depending on individual conditions). The next most important are payments for real estate 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 28. Typical cash cost structure of wind farms



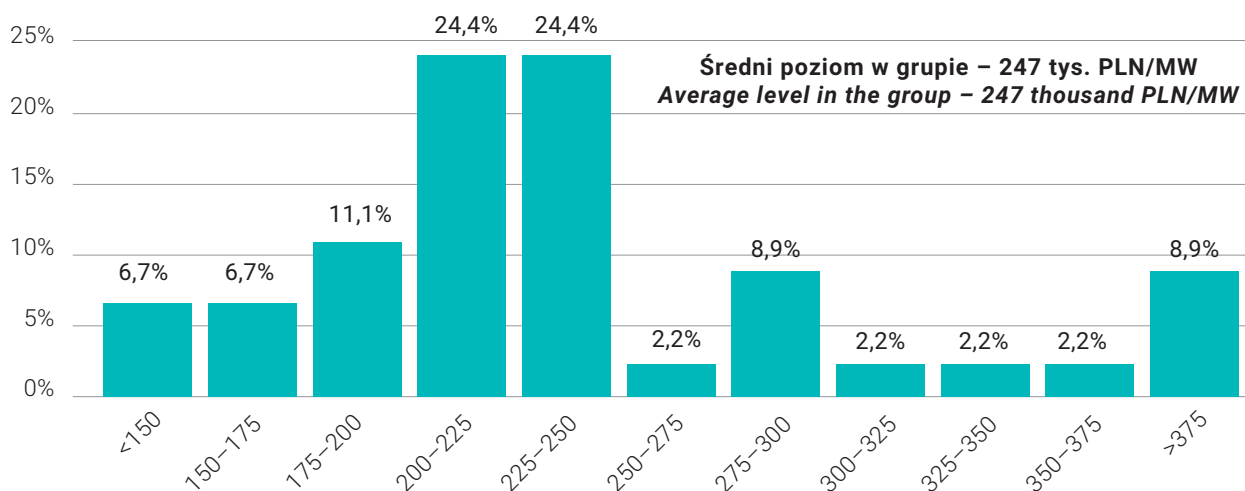
Source: Baker Tilly TPA own study

Na koszty gotówkowe warto spojrzeć z perspektywy średniego wydatku przypadającego na 1 MW mocy zainstalowanej. W analizowanej grupie spółek wytwarzających energię z wiatru koszty gotówkowe wynosiły średnio ok. 247 tys. PLN/MW, a najczęściej mieściły się w przedziale 200 tys.–250 tys. PLN/MW. W przypadku większych farm wiatrowych (powyżej 50 MW) wartość ta może zbliżyć 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.

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 200,000–250,000 PLN/MW with the average amounting to approx. 247,000 PLN/MW. In the case of larger wind farms (above 50 MW), this value may approach the level of 200,000 PLN/MW. Cash costs are considered to be operating expenses excluding depreciation and amortization. The distribution of the cash cost level in the analysed farms is presented in the chart below.

Wykres 29. Rozkład analizowanej grupy pod względem wartości kosztów gotówkowych na 1 MW w 2021 r.

Chart 29. Distribution of the analysed sample for the cash cost per MW ratio in 2021



Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

Source: Baker Tilly TPA own study

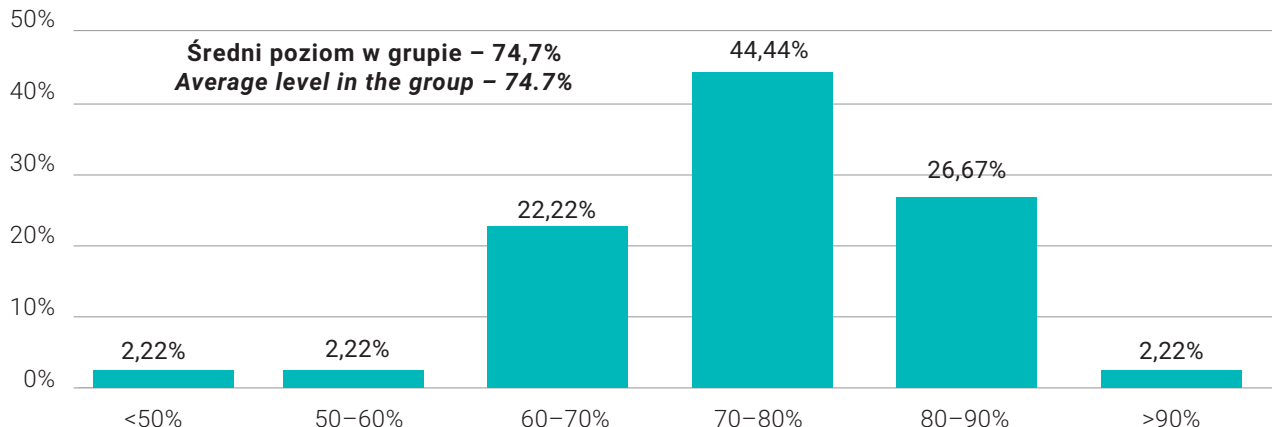
5.6. Marżowość

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 2021 r. obejmował od 36% do nawet 90%. Większość podmiotów osiągała wartości w przedziale 70–80%, przy średniej na poziomie 74,7%. 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.

5.6. 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 2021 ranged from 36% to even 90%. Most entities reached values in the range of 70–80%, with the average at the level of 74.7%. 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 30. Rozkład analizowanej grupy pod względem rentowności EBITDA w 2021 r.



Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

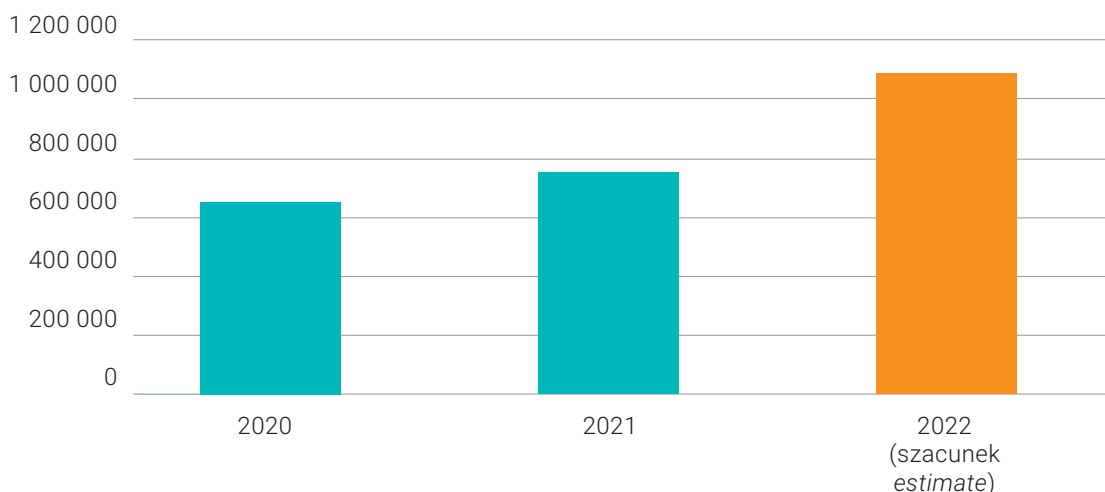
Chart 30. Distribution of the analysed sample for EBITDA margin in 2021

Source: Baker Tilly TPA own study

Średnia skorygowana EBITDA w przeliczeniu na 1 MW mocy dla grupy analizowanych spółek wyniosła 741 tys. PLN w 2021 r., o 15,2% więcej w porównaniu z 2020 r. Przy pewnych założeniach dotyczących ekspozycji na ceny rynkowe oraz przychodów ze sprzedaży zielonych certyfikatów wykonaliśmy symulację średniego wyniku EBITDA za 2022 r. Według naszych szacunków średnia skorygowana EBITDA dla grupy analizowanych spółek za 2022 r. mogła wynieść około 1,0–1,1 mln PLN na MW, przy czym byłaby ona nawet wyższa dla instalacji z większą ekspozycją na ceny rynkowe.

The average adjusted EBITDA per MW of capacity for the group of analyzed companies was PLN 741,000 in 2021, 15.2% more than in 2020. With certain assumptions regarding exposure to market prices and revenues from the sale of green certificates, we simulated the average EBITDA result for 2022. According to our estimates, the average adjusted EBITDA for the group of analyzed companies for 2022 could be around PLN 1.0–1.1 million per MW, which would be even higher for installations with higher exposure to market prices.

Wykres 31. Średnia skorygowana EBITDA w przeliczeniu na 1 MW w grupie analizowanych spółek



Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

Chart 31. Average adjusted EBITDA per MW in the group of analyzed companies

Source: Baker Tilly TPA own study

5.7. Analiza opłacalności inwestycji

Ocena atrakcyjności projektu jest wypadkową kilku elementów – nakładów inwestycyjnych, kosztów operacyjnych, produk-

5.7. Analysis of investment profitability

Assessment of the attractiveness of a project is the result of several elements – investment outlays, operating costs,

tywności 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 I kwartale 2022 r. przekroczył poziom 50%.

Wyniki 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 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.

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 of analysis per project. 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 Q1 2022 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 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)	7,5
Łączny koszt budowy farmy wiatrowej (mln PLN) / Total construction cost of a wind farm (PLN million)	225
Rynkowa cena energii BASE – średnia z 2021 r. (PLN/MWh) Market price of BASE energy in 2021 (PLN/MWh) – average in 2021 (PLN/MWh)	345
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)	269,5
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)	304,8
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 345 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 11,18%.

The table presents the results of the sensitivity analysis of the IRR to two key variables: the market price of electricity (baseline variant is 345 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 11.18%.

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)						
	300	320	345	360	380	400	420
25%	5,4%	5,8%	6,3%	6,6%	6,9%	7,3%	7,6%
30%	8,0%	8,4%	8,9%	9,1%	9,5%	9,8%	10,1%
35%	10,4%	10,7%	11,2%	11,4%	11,8%	12,1%	12,4%
40%	12,5%	12,9%	13,3%	13,6%	13,9%	14,2%	14,5%
45%	14,6%	14,9%	15,4%	15,6%	16,0%	16,3%	16,6%

Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

Source: Baker Tilly TPA own study

Ergy Asset Management zarządza wielkoskalowymi elektrowniami fotowoltaicznymi i wiatrowymi w Polsce w fazie budowy i eksploatacji. Reprezentujemy inwestorów finansowych, korporacyjnych oraz największych polskich deweloperów w codziennym zarządzaniu inwestycjami OZE oraz w strategicznych inicjatywach, takich jak kontraktacja budowy i dostawy kluczowych komponentów, sprzedaż zielonej energii (poprzez umowy PPA), transakcje M&A oraz finansowanie inwestycji.

W ostatnich latach zasada 10H powodowała ograniczoną podaż nowych inwestycji wiatrowych, mimo dużego zainteresowania inwestorów i rosnącej wartości projektów. Wprowadzenie „zasady 700 metrów” w marcu 2023 r. nie poprawi szybko tej sytuacji. Proces deweloperski (w tym np. zmiany MPZP) może zająć inwestorom od kilkunastu do kilkudziesięciu miesięcy. Mamy jednak nadzieję, że w wyniku nowelizacji przepisów za kilka lat na rynku pojawi się więcej projektów opartych na najnowocześniejszych turbinach wiatrowych.

W przeciwieństwie do inwestycji fotowoltaicznych, dla farm wiatrowych nie da się określić „standardowych cen” projektów, a każda inwestycja powinna być rozpatrywana indywidualnie. Jej wartość w fazie ready-to-build i później po zakończeniu budowy zależy przede wszystkim od możliwych do wykorzystania w danym projekcie turbin, lokalnej wietrzności oraz wymaganych nakładów na budowę GPO i trasy kablowej.

Pomimo zmiennego otoczenia regulacyjnego, instytucje finansowe niezmiennie aktywnie wspierają realizację inwestycji OZE. Największym wyzwaniem w zakresie finansowania pozostają wysokie stopy procentowe i koszty finansowe, które są głównym elementem kosztowym projektów OZE. Okres finansowania jest powiązany z okresem zabezpieczenia przychodów ze sprzedaży energii w ramach umów PPA lub systemu aukcyjnego i wynosi zazwyczaj od 12 do 18 lat. W środowisku wysokich stóp procentowych finansowanie bankowe może osiągać poziom ok. 70% budżetu projektu. Jego uzupełnieniem może być dług podporządkowany, pozwalający zwiększyć finansowanie dłużne nawet do 80–85% budżetu inwestycji.



Michał Lewczuk

Partner, Ergy Sp. z o.o.

Ergy Asset Management manages large-scale photovoltaic and wind power plants in Poland during the construction and operation phases. We represent financial investors, corporate investors and Poland's largest developers in the day-to-day management of RES investments and in strategic initiatives such as construction contracting and supply of key components, sale of green energy (through PPAs), M&A transactions and investment financing.

In recent years, the 10H rule has resulted in a limited supply of new wind projects, despite their increasing value and strong investor interest. The introduction of the “700 meter rule” in March 2023 will

not quickly improve this situation. The development process (including, for example, changes to the Local Development Plan) may take investors several to several dozen months. However, it is hoped that as a result of the amended regulations, more projects based on state-of-the-art wind turbines will appear in the market in a few years.

Contrary to photovoltaic investments, in the case of wind farms it is impossible to define “standard prices” for projects, and each investment should be considered on an individual basis. Its value in the ready-to-build phase and later, after construction depends primarily on the turbines feasible for a given project, local windiness, and the expenditures on wind farm substation and cable routing construction.

Despite the changing regulatory environment, financial institutions are invariably actively supporting the implementation of RES investments. The biggest challenge in terms of financing remains high interest rates and financing costs, which are the main cost-side element of RES projects. The term of financing is connected with the period of securing revenues from the sale of energy under PPAs or the auction system, and typically is 12 to 18 years. In a high interest rate environment, bank financing can reach about 70% of the project budget. It can be supplemented by the subordinated debt, allowing to increase debt financing up to 80–85% of the investment budget.

Przedstawiona analiza wrażliwości potwierdza duże znaczenie wskaźnika produktywności, który jest pochodną m.in. wietrzności danej lokalizacji. Spadek produktywności z 35 do 30% przy cenie 345 PLN/MWh powoduje obniżenie wewnętrznej stopy zwrotu projektu aż o 2,3 punktu procentowego. Z kolei każde 20 PLN/MWh ceny energii ma przełożenie na IRR na poziomie ok. 0,3–0,4 punktu procentowego.

5.7.1. Perspektywa dewelopera

Wartość projektu farmy wiatrowej dla inwestora strategicznego (dewelopera) 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)

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 345 PLN/MWh reduces the project's IRR by as much as 2.3 percentage points. In turn, each 20 PLN/MWh of energy price translates into an IRR of about 0.3–0.4 percentage points.

5.7.1. 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

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 projektu 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 wpłyną na 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 305 tys. PLN/MW). Zmieniła się 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.

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 point of view is closely related to the prevailing market situation (energy prices, market cost of capital, etc.). The developer that develops the 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 305,000 PLN/MW). The only thing that changed was the amount of capital expenditures per 1 MW of capacity, i.e. it was reduced by the part related to 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.

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)						
		300	320	345	360	380	400	420
Koszt kapitału inwestora (WACC)	11,0%	0,20	0,38	0,61	0,74	0,92	1,10	1,28
	10,0%	0,76	0,96	1,22	1,38	1,59	1,79	2,00
	9,0%	1,40	1,64	1,94	2,12	2,36	2,60	2,84
	8,0%	2,16	2,44	2,79	3,00	3,28	3,56	3,84
	7,0%	3,05	3,38	3,79	4,04	4,37	4,69	5,02

Table 10. The sensitivity analysis of the wind farm project's value million PLN/MWh

Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

Source: Baker Tilly TPA own study

Powyższa 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 2023 r. na poziomie limitu cenowego dla energetyki wiatrowej, to jest 345 PLN/MWh oraz średni ważony koszt kapitału na poziomie 9,0%. Przyjmując powyższe założenia szacujemy, że cena za 1 MW mocy projektu farmy wiatrowej (przed rozpoczęciem budowy) wynosi ok. 1,9 mln PLN (0,4 mln EUR przy kursie EUR/PLN 4,70). W rzeczywistości cena za prawa projektowe wynosi od 200 tys. EUR do nawet 600 tys. EUR i zależy od atrakcyjności danego projektu. W przypadku projektów z wysoką produktywnością i niższymi nakładami inwestycyjnymi na MW mocy, inwestorzy są skłonni zapłacić wyższą cenę, ponieważ i tak pozwoli im to osiągnąć oczekiwany zwrot z inwestycji. Na wysokie koszty praw projektowych wpłynęła też reguła 10H, która w dużym stopniu ograniczyła liczbę lokalizacji do budowy farm wiatrowych.

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. 240 tys. PLN/MW. Zmiana kosztu kapitału o 0,5 punktu procentowego skutkuje natomiast zmianą wartości projektu o ok. 350 tys.–450 tys. PLN/MW. Powyższa analiza jest jedynie uproszczonym oszacowaniem na podstawie modelowej farmy wiatrowej, a w rzeczywistości wartość konkretnego projektu będzie zależała od indywidualnych jego cech oraz uwarunkowań rynkowych.

5.8. 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. Ma on wiele zalet, wśród których wymienić można m.in. pominięcie części lub całości etapu developmentu, 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 22 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.

The table above 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 2023 to be at the level of the price cap for wind energy, i.e. 345 PLN/MWh and the weighted average cost of capital to be 9.0%. 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 1.9 million PLN (EUR 0.4 million at a EUR/PLN exchange rate of 4.70). In reality, the price for project rights ranges from EUR 200,000 to as much as EUR 600,000 and depends on the attractiveness of the project in question. For projects with high productivity and lower capital expenditures per MW of capacity, investors are willing to pay a higher price, as this will still allow them to achieve the expected return on investment. The high cost of project rights has also been influenced by the 10H rule, which has largely limited the number of sites for wind farm construction.

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. 240,000 PLN/MW. A 0.5 percentage point change in the cost of capital, on the other hand, results in a change in the value of the project by about PLN 350,000–450,000. 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.

5.8. 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 PPA/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 22 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 ⁹¹ Remaining lifetime	Cena (mln PLN/ MW/rok) Price (million PLN/ MW/year)
Green Investment Group (3 farmy wiatrowe) Green Investment Group (3 wind farms)	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	21.06.2022	759,0	84,2	9,0	2012-2015	17	0,53
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 wind farms (Kujawsko-pomorskie province)	Pacifico Renewables Yield Group	12.11.2020	462,5	51,8	8,9	2020	23	0,39
FW Skoczylody	PGE Energia Odnawialna S.A.	31.07.2020	220,0	36,0	6,1	2015	18	0,34
					Mediana / Median			6,1
					Średnia / Average			71
								0,34
								0,35

Źródło: Baker Tilly TPA

Source: Baker Tilly TPA own study

W analizowanym okresie mediana zapłaconej kwoty za 1 MW funkcjonującej mocy zainstalowanej wynosi 6,1 mln PLN, a średnia 7,1 mln PLN. Podstawą wyceny gotowych projektów wiatrowych są oczekiwane przepływy pieniężne w okresie funkcjonowania farmy, a w szczególności wpływy ze sprzedaży energii elektrycznej i ewentualnie zielonych certyfikatów. Ważny jest także poziom zabezpieczenia strumienia przychodów poprzez wygraną aukcję lub długoterminowe kontrakty PPA.

Istotnym aspektem są także pozostałe lata życia farmy – wpływają one na długość czasu generowania przepływów

⁹¹ Przy zakładanym 25-letnim cyklu życia farmy.

In the analyzed period the median amount paid for 1 MW of installed capacity in operation was 6.1 million PLN, and the average was 7.1 million PLN. The valuation of completed wind projects is based on the expected cash flows over the life of the farm, particularly the proceeds from the sale of energy and possibly green certificates. Also important is the level of securing the revenue stream through winning the auction or long-term PPAs.

The remaining years of the farm's life are also an important aspect – they affect the length of time the flows will be generated

⁹¹ Assuming a 25-year farm life cycle.

w przyszłości. Z tego powodu obliczyliśmy zapłaconą cenę za zakup jednego roku wykorzystania megawata mocy zainstalowanej. W tym przypadku mediana wynosi 0,34 mln PLN/MW/rok i poszczególne projekty nie różniły się znacząco w tej wartości. Jedyną transakcją ze znacznie wyższą ceną w przeliczeniu na PLN/MW/rok jest ta z 2022 r., gdzie cena wyniosła 0,53 PLN/MW/rok. Wyższa cena w tym przypadku wynika m.in. z wysokiej produktywności farm.

W dalszej kolejności rozważyliśmy transakcje M&A dotyczące projektów w fazie developmentu, na różnym etapie rozwoju. Ich zestawienie znajduje się w kolejnej tabeli.

in the future. For this reason, we calculated the price paid for the purchase of one year of use of a megawatt of installed capacity. In this case, the median is PLN 0.34 million/MW/year, and individual projects did not differ significantly in this value. The only transaction with a significantly higher price per PLN/MW/year is the one in 2022, where the price was PLN 0.53/MW/year. The higher price in this case is due to, among other things, the high productivity of the farms.

Next, we considered M&A transactions involving projects in the development stage, at various stages of development. They are summarized in the following table.

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
Elektrownie Wiatrowe Dobra sp. z o.o.	PAK-Polska Czysta Energia	2.12.2022	79,5	80	7,8	10,3	b.d./n.a.
Farma wiatrowa Silesia 2 Silesia 2 wind farm	AB Ignitis Grupe, Ignitis Renewables UAB	30.09.2022	1 166	1 166	137	8,5	II poł. 24
Eviva Lębork	PAK-Polska Czysta Energia	29.08.2022	596,9	600	50,6	11,9	III kw. 24
Great Wind Sp. z o.o.	PAK-Polska Czysta Energia	17.06.2022	233,9	725	99	10	III kw. 2024
SPV company for Mierzyn 60MW wind farm project	TAURON Polska Energia S.A.	7.06.2022	491	500	58,5	8,5	2024
Farma wiatrowa Przyrów Przyrów wind farm	PAK-Polska Czysta Energia	4.03.2022	b/d	342,0	42,0	8,1	2025
Figene Capital S.A.	Budimex SA	22.02.2022	22,0	71,3	7	10,2	b.d. /n.a.
Projekt onshore (50 MW) Onshore project	AB Ignitis grupe	22.12.2021	322,7	413,6	50,0	8,3	2023
Farmy wiatrowe PNE AG (58,8 MW) PNE AG wind farms	Octopus Renewables Infrastructure Trust plc	5.10.2021	b/d	568,0	58,8	9,7	2022
Projekt farmy Korytnica 2 (50,4 MW) Korytnica 2 WF design	Iberdrola S.A.	29.03.2021	18,8	293,8	50,4	5,8	2024
EW Rywald Sp z o.o.	SPV Impexmetal Sp. z o.o.	28.12.2020	49,5	220,6	27,0	8,2	2023
EW Piotrków Kujawski Sp z o.o.	ERG Poland Holding	23.10.2020	167,2	211,8	24,5	8,6	2022
Laszki Wind Sp z o.o.	ERG Power Generation S.P.A.	05.03.2020	206,4	271,8	36,0	7,6	2022
				Mediana / Median		8,5	
				Średnia / Average		8,7	

* 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 rynkowych oraz założeniach własnych.

Mediana łącznej wartości inwestycji, tj. zapłaconej ceny powiększonej o CAPEX, w przeliczeniu na 1 MW mocy zainstalowanej wyniosła 8,5 mln PLN. Jest to wartość zbliżona, jednak nieco wyższa niż w przypadku szacowanego przez nas CAPEX-u 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).

6

Wybrane kwestie podatkowe

6.1. 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 przyjęta dla celów amortyzacji. Niemniej, w niektórych przypadkach, podstawą opodatkowania dla budowli może być też jej wartość rynkowa, na co wskazują ostatnie wyroki polskich sądów administracyjnych. Dotyczy to sytuacji, gdy budowla lub jej część, podlegająca opodatkowaniu podatkiem od nieruchomości, nie jest tożsama ze środkiem trwałym, od którego dokonywane są odpisy amortyzacyjne (np. gdy do wartości początkowej środka trwałego zaliczone są także niestanowiące budowli komponenty). Stawka podatku wyrażona jest kwotowo w przeliczeniu na metr kwadratowy w stosunku do gruntów (i w 2023 r. może wynieść maksymalnie 1,16 PLN za 1 m²) i budynków (maksymalnie 28,78 PLN za m²), 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.

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.

The median total investment value, i.e. the price paid plus CAPEX, per 1 MW of installed capacity was PLN 8.5 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, organizing 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

6.1. 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 (and in 2023 may amount to a maximum of PLN 1.16 per sqm) and buildings (a maximum of PLN 28.78 per sqm), while for structures the tax is cadastral and amounts to 2% of the gross book value adopted for depreciation purposes. However, in certain cases, the taxable base for a structure may also be its market value, as indicated by recent judgments of the Polish administrative courts. This is the case when a structure or a part thereof, subject to property tax, is not identical to a fixed asset on which depreciation write-offs are made (e.g. when components that do not constitute a structure are included in the initial value of a fixed asset). 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.

Podatek od budowy jest szczególnie istotny w wypadku farm wiatrowych, gdyż stanowi znaczące obciążenie w rachunku kosztów. Do budowy 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. Warto zauważyć, że w 2017 r. doszło do przejściowej 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 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 wchodzi w skład ich przedsiębiorstwa i nie należą do części składowych nieruchomości gruntowych. Niekiedy się podkreśla, 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 (najczę-

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 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

As far as determining the taxpayer is concerned, 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. In this case, the owner of the RES plant, rather than the owner of the land, would be the property tax payer. 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.

ściej 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 mieć negatywne konsekwencje dla podatnika nawet w przypadku braku zaległych wpływów podatku po stronie gminy.

6.2. 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 dwa oddzielne systemy rozliczeniowe, co dotyczy także sektora energetyki wiatrowej.

Mimo iż aktualny stan regulacji podatkowych nie nastręcza 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 degressywnej 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

Due to the fact that the authority competent with respect to property tax is the commune/municipality (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

6.2. 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),

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 urządzenia, 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 używania 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 używania.

Należy podkreślić, że różnice w systematyce prawa podatkowego i bilansowego w Polsce często prowadzą do konieczności przyjęcia innej 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.

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, 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.

6.3. Odwrotne obciążenie VAT przy dostawie energii

W 2023 roku, w odniesieniu do niektórych transakcji, doszło do zmiany dotyczącej przeniesienia obowiązku rozliczenia podatku VAT ze sprzedawcy (dotychczas zobowiązanego do wystawienia faktury VAT w kwocie brutto i wpłaty należnego podatku VAT do urzędu skarbowego) na nabywcę. Dotyczy to sytuacji, kiedy sprzedawca energii (będący podatnikiem VAT) dokonuje dostawy, w ramach transakcji giełdowej, na rzecz innego podatnika, którego główną działalnością w odniesieniu do nabywania energii jest jej odsprzedaż (a jej zużycie własne jest nieznaczące).

Zgodnie z treścią tych regulacji (które mają obowiązywać do 28 lutego 2025 r.), gdy spełnione są warunki, sprzedawca wystawia fakturę w kwocie netto, a nabywca rozlicza jednocześnie podatek VAT należny i naliczony w jednej deklaracji (na zasadzie samonaliczenia). W praktyce taki sposób rozliczenia powinien mieć pozytywny wpływ na płynność finansową, pozwalając uniknąć konieczności wpłat i odzyskiwania podatku VAT z urzędu skarbowego.

6.4. 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 może mieć 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 ją polską fakturą VAT, a nabywca będzie miał prawo do odliczenia podatku wykazanego na fakturze. W przeciwnym razie obowiązek rozliczenia VAT spoczywa na nabywcy na zasadzie tzw. odwróconego obciążenia (reverse charge).

6.5. 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 wiąże się z wieloma pytaniami i ryzykami podatkowymi. 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 u źródła. Ponadto SPV najczęściej korzysta z usług zewnętrznych, w tym także niematerialnych (doradczych) świadczonych

6.3. VAT reverse charge on the supply of energy

In 2023, with regard to certain transactions, there has been a change regarding the transfer of the obligation to settle VAT from the seller (previously obliged to issue a VAT invoice in the gross amount and pay the VAT due to the tax office), to the buyer. This applies to a situation where an energy seller (who is a VAT taxpayer) makes a supply, as part of an exchange transaction, to another taxpayer whose main activity with regard to the purchase of energy is its resale (and whose own consumption is insignificant).

Pursuant to these regulations (which are to remain in force until February 28, 2025), when the conditions are met, the seller issues an invoice in the net amount, and the purchaser settles both output and input VAT in a single return (on a reverse charge basis). In practice, such a method of settlement may be expected to have a positive effect on liquidity, avoiding the need to pay and recover VAT from the tax office.

6.4. VAT in case of delivery with assembly from foreign suppliers

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. Otherwise, the obligation to account for VAT rests with the buyer on a reverse charge basis.

6.5. 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 the project, 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

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 zawarta 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).

7

Aktualne bariery inwestycyjne

Ograniczenia odległościowe nie są niestety jedyną barierą, z jaką przychodzi się mierzyć energetyce wiatrowej. Zagadnienie dotyczące przyłączeń nowych mocy do sieci to niewątpliwie wąskie gardło w rozwoju odnawialnych źródeł energii w Polsce. Zgodnie z raportem ClientEarth⁹² pomiędzy 2015 a 2021 r. operatorzy wydali ponad 6 tys. odmów przyłączenia do sieci instalacji wytwórczych, w tym głównie z odnawialnych źródeł energii, o łącznej mocy ok. 30 GW, co stanowi ponad 50% aktualnie zainstalowanej mocy wytwórczej wszystkich rodzajów źródeł.

Rok 2021 był rekordowy pod względem liczby wydanych odmów przyłączenia do sieci.

⁹² ClientEarth – Prawnicy dla Ziemi (2022) Sieci – Wąskie gardło polskiej transformacji energetycznej.

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).

Current investment barriers

Distance limits are unfortunately not the only barrier facing the wind power industry. The issue of connecting new capacity to the grid is undoubtedly a bottleneck in the development of renewable energy sources in Poland. According to ClientEarth's report,⁹² between 2015 and 2021, operators issued more than 6,000 refusals to connect generating installations, mainly from renewable energy sources, to the grid, with a total capacity of about 30 GW, which is more than 50% of the currently installed generating capacity of all types of sources.

The year 2021 was a record year in terms of the number of grid connection refusals issued.

⁹² ClientEarth – Prawnicy dla Ziemi (2022) „Grids – the bottleneck of the Polish energy transition”.

Tabela 13. Liczba odmów przyłączenia do sieci w 2021 r. z podziałem na operatorów⁹³

Lp.	Operator / Operator	Liczba odmów przyłączenia do sieci Number of grid connection refusals
1	Energa Operator S.A.	1341
2	Enea Operator Sp. z o.o.	1081
3	Tauron Dystrybucja S.A.	491
4	PGE Dystrybucja S.A.	71

Table 13. Number of grid connection refusals in 2021 by operator⁹³

Jako uzasadnienie powyższych odmów przyłączenia do sieci podawano:

- wyczerpanie możliwości przyłączeniowych w zakresie nowych źródeł
- wyniki indywidualnych ekspertyz wpływu pracy źródła na sieć
- ryzyko przekroczenia dopuszczalnego poziomu napięcia w sieci dystrybucyjnej
- brak bilansowania łącznej planowanej mocy wytwórczej z zapotrzebowaniem w danym węźle sieciowym.

Wobec powyższego ważne jest zidentyfikowanie głównych barier w obszarze przyłączania źródeł OZE do sieci oraz zaproponowanie bezinwestycyjnych oraz niskoinwestycyjnych metod zwiększenia możliwości przyłączeniowych polskiego systemu elektroenergetycznego. Ich szybkie wdrożenie może w stosunkowo krótkim czasie przynieść pożądane efekty, zastępując lub odsuwając w czasie przynajmniej część inwestycji sieciowych. Szczegółowy zakres koniecznych do podjęcia działań w zakresie zwiększenia możliwości przyłączeniowych systemu elektroenergetycznego przedstawiono w raporcie Politechniki Lubelskiej oraz Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej z kwietnia 2023 r.⁹⁴

Konieczne jest przy tym długoterminowe planowanie rozwoju sieci i inwestycji OZE z uwzględnieniem przyszłego popytu i celu neutralności klimatycznej. Stosunkowo łatwo dostępne złagodzenie problemu przyłączenia do sieci oferują dobrze rozpoznane już rozwiązania w zakresie tzw. linii bezpośredniej i możliwości hybrydowego podłączenia instalacji tzw. cable pooling. Pomimo iż w ustawie – Prawo energetyczne wprowadzono definicję linii bezpośredniej, to została ona niewłaściwie transponowana do prawa krajowego względem definicji zawartej w Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE. W efekcie do dziś

⁹³ Roczne sprawozdania z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki za rok 2021, str. 110–111.

⁹⁴ Prof. dr hab. inż. Piotr Kacejko (red.) (2023), „Więcej OZE w sieci. Metody zwiększenia możliwości przyłączeniowych polskiego systemu elektroenergetycznego”, https://konferencjapsew.pl/wp-content/uploads/2023/04/Wiecej-OZE-w-sieci_raport_skocony.pdf.

The following were cited as justifications for the above grid connection refusals:

- no more connection possibilities for new sources
- results of individual expert opinions on the impact of source operation on the grid
- risk of exceeding the permissible voltage level in the distribution network
- lack of balancing of the total planned generation capacity with the demand in a given network node.

In view of the above, it is important to identify the main barriers in the area of connecting RES sources to the grid and to propose non-investment and low-investment methods of increasing the connectivity of the Polish power system. Their rapid implementation can bring the desired results in a relatively short time, replacing or postponing at least some of the grid investments. The detailed scope of necessary actions to increase the connectivity of the power system is presented in the April 2023 report of the Lublin University of Technology and the Polish Wind Energy Association.⁹⁴

Long-term planning of grid development and RES investments is necessary, taking into account future demand and the goal of climate neutrality. Relatively accessible mitigation of the grid connection problem is offered by the already well-recognized solutions of the direct wire and the possibility of hybrid connection of installations, i.e. cable pooling. Although a definition of the direct wire has been introduced in the Energy Law, it has been inadequately transposed into national law vis-à-vis the definition contained in Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of June 5, 2019 on common rules for the internal market in electricity and amending Directive 2012/27/EU. As a result, not a single such connection has been established in Poland

⁹³ Annual reports on the activities of the President of the URE for 2021, pp. 110–111.

⁹⁴ Prof. dr hab. inż. Piotr Kacejko (ed.) (2023), „Więcej OZE w sieci. Metody zwiększenia możliwości przyłączeniowych polskiego systemu elektroenergetycznego”, https://konferencjapsew.pl/wp-content/uploads/2023/04/Wiecej-OZE-w-sieci_raport_skocony.pdf.

nie powstało w Polsce ani jedno tego typu połączenie. Innym sposobem jest optymalizacja wykorzystania przepustowości sieci poprzez dopuszczenie instalacji hybrydowych w tym samym punkcie przyłączenia. Niestety, do prawa krajowego nie wprowadzono jeszcze regulacji umożliwiających cable pooling. Warto podkreślić, że stanowisko PSEW w tej kwestii jest zgodne ze stanowiskiem przedstawionym ostatnio przez Parlament Europejski.

Kolejnym działaniem prorozwojowym powinno być zapewnienie możliwości repoweringu obecnych instalacji z uproszczoną procedurą administracyjną. Wskazane byłoby odstąpienie od obowiązku pełnej oceny oddziaływania na środowisko dla takiego projektu i automatyczne przejście na etap uzyskiwania decyzji pozwolenie na budowę. Na etapie uzyskiwania pozwolenia na realizację inwestycji projekt taki podlegałby uzgodnieniu z organem ochrony środowiska. Jak wskazuje WindEurope najstarsze farmy wiatrowe znajdują się zwykle na najlepszych terenach wiatrowych, ale mają najmniej wydajne turbiny. Ich modernizacja pozwala na lepsze wykorzystanie tych terenów. Przy obecnie dostępnej technologii można potroić moc farmy przy liczbie turbin mniejszej o 25%. Społeczności lokalne zwykle przyjmują z zadowoleniem nowe rozwiązania, zwłaszcza jeśli dotychczas miały możliwość korzystania z ekonomicznych profitów płynących z sąsiedztwa lądowych farm wiatrowych. Aktualnie Unia Europejska podejmuje kroki zmierzające do określenia środków nadzwyczajnych mających na celu przyspieszenie wydawania pozwoleń na projekty odbudowy mocy do maksymalnie sześciu miesięcy. Ponadto, zgodnie z założeniami, oceny oddziaływania na środowisko powinny uwzględniać jedynie dodatkowe oddziaływania w porównaniu z pierwotnie zrealizowaną farmą wiatrową.

Wśród aktualnych barier inwestycyjnych należy wymienić procedury planistyczne. Uchwalanie studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego (dalej: studium) czy też miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego to procedury niezwykle długotrwałe, prowadzone w trybie ustawy z 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz.U. z 2022 r., poz. 503, ze zm.). Często przyjęcie każdego z powyższych dokumentów trwa od 2,5 do 3 lat. Tak długi czas wynika z terminów opiniowania i uzgodnień projektów, przeprowadzenia konsultacji społecznych czy też strategicznej oceny oddziaływania na środowisko. Często problemem przy opracowywaniu dokumentów jest bariera finansowa, bowiem koszt sporządzenia, zarówno studium, jak i MPZP obciążają budżet gminy, a koszt każdego z nich mieści się w granicach od 90 tys. do 180 tys. PLN. Choć kwoty te to tylko niewielki procent całej inwestycji, stanowią często istotny wydatek dla gminy.

W przygotowaniu znajduje się reforma planowania przestrzennego. Projekt ustawy o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz niektórych innych ustaw (numer w wykazie prac legislacyjnych Rady Ministrów – UD369) ma na celu uproszczenie, ujednoczenie i przyspieszenie procedur planistycznych.

to date. Another way is to optimize the use of grid capacity by allowing hybrid installations at the same connection point. Unfortunately, regulations allowing cable pooling have not yet been introduced into Polish law. It is worth noting that PSEW's position on this issue is in line with that recently presented by the European Parliament.

Another development-friendly measure should be to provide for the repowering of current installations with a simplified administrative procedure. It would be advisable to waive the obligation of a full environmental impact assessment for such a project and automatically move to the stage of obtaining a construction permit decision. At the stage of obtaining the investment permit, such a project would be subject to agreement with the environmental authority. As WindEurope points out, the oldest wind farms are usually located in the best wind areas, but have the least efficient turbines. Upgrading them allows better use of these sites. With currently available technology, it is possible to triple a farm's capacity with 25% fewer turbines. Local communities usually welcome new developments, especially if they have previously been able to enjoy the economic benefits of being near onshore wind farms. Currently, the European Union is taking steps to define emergency measures to speed up the permitting of power restoration projects to a maximum of six months. In addition, it is intended that environmental impact assessments should only consider additional impacts compared to the original wind farm.

Current investment barriers include planning procedures. The adoption of a study of the conditions and directions for spatial development (hereafter: study), or a local spatial development plan (MPZP), are extremely lengthy procedures, carried out in accordance with the Act of March 27, 2003 on spatial planning and development (Journal of Laws of 2022, item 503, as amended). It often takes 2.5 to 3 years to adopt each of the above documents. Such a long time is due to the deadlines for the opinion and agreement of projects, public consultations, or strategic environmental assessment. Often the problem in the development of documents is the financial barrier, since the cost of preparing, both the study and the MPZP, burden the municipal budget, with the cost of each of them ranging from PLN 90,000 to PLN 180,000. Although these amounts represent only a small part of the total investment, they are often a significant expense for a commune/municipality.

A spatial planning reform is in preparation. The draft Act amending the Law on Spatial Planning and Development and certain other acts (No. on the list of legislative works of the Council of Ministers – UD369) aims to simplify, standardize and accelerate planning procedures.

Projekt zasadniczo realizuje reformę planowania i zagospodarowania przestrzennego zapisaną w KPO. Wejście w życie ustawy zapewni realizację kamienia milowego pt. „A.1.3 Reforma planowania i zagospodarowania przestrzennego”.

Najważniejsze zmiany w procedurze planistycznej będą dotyczyły wprowadzenia planu ogólnego gminy (dalej: plan ogólny) jako obligatoryjnie sporządzanego dokumentu planistycznego o zasięgu całej gminy. Plan ogólny będzie aktem prawa miejscowego, który zastąpi studium, jako dokument, który badany będzie pod względem zgodności z MPZP, ale także w oparciu o plan ogólny wydawane będą decyzje o warunkach zabudowy. Powyższe działanie zapewni rzetelną informację dla mieszkańców i przedsiębiorców o zamierzeniach rozwojowych gmin. Ograniczy też konflikty o przestrzeń między inwestorami a lokalnymi społecznościami zainteresowanymi np. ochroną środowiska. Uporządkowanie regulacji związanych z planowaniem przestrzennym spowoduje zwiększenie skali inwestycji i pobudzenie lokalnych gospodarek w skali całego kraju. Niepokojący w powyższym zakresie jest fakt, że studia będą ważne jedynie do 31 grudnia 2025 r. Biorąc pod uwagę ograniczenia finansowe gmin, jak również niewystarczającą liczbę urbanistów w Polsce (jest ich mniej niż gmin w Polsce), od 1 stycznia 2026 r. do czasu przyjęcia w danej gminie planu ogólnego może dojść do paraliżu inwestycyjnego. Pomocne może być tu, zakładane w reformie planowania przestrzennego, jednoczesne procedowanie planu ogólnego oraz MPZP. Niemniej uchwalenie MPZP albo jego zmiany może nastąpić najwcześniej po upływie terminu na wydanie przez wojewodę rozstrzygnięcia nadzorczego dotyczącego uchwały w sprawie Planu Ogólnego albo jego zmiany.

Reforma planowania przestrzennego wprowadzi dodatkowy mechanizm, jakim będzie zintegrowany projekt inwestycyjny. Dzięki niemu inwestor będzie mógł oprócz inwestycji głównej wykonać na rzecz gminy inwestycje uzupełniające na podstawie umowy urbanistycznej, np. budowę drogi, linii kolejowej, obiektów infrastruktury publicznego transportu zbiorowego, obiektów działalności kulturalnej, przedszkoli czy też placówek opieki zdrowotnej. Zakłada się również, w zakresie lokalizacji instalacji odnawialnych źródeł energii, zastosowanie uproszczonego trybu do sporządzenia i uchwalania planu miejscowego albo jego zmiany. Generalną zasadą tego procesu jest jednoczesne wystąpienie o zgodę na tryb uproszczony, opiniowanie z udziałem odpowiednich stron oraz wyłożenie do publicznego wglądu. W przypadku projektów dla lądowej energetyki wiatrowej procedura ta będzie trudna do zastosowania, z uwagi na konieczność zaopiniowania projektu MPZP przez sąsiednią gminę oraz określone nowelizacją ustawy odległościowej odrębne terminy konsultacji publicznych, w tym zwiększona ilość konsultacji publicznych.

W KPO przewiduje się 200 mln EUR jako środki dostępne w formie grantów, w tym na sporządzenie planów ogólnych przez wszystkie gminy 243,6 mln PLN, czyli ok. 98,5 tys. PLN

The draft essentially implements the planning and zoning reform enshrined in the National Recovery and Resilience Plan (KPO). The law's entry into force will ensure the realization of the KPO milestone "A.1.3 Planning and Zoning Reform."

The most important changes in the planning procedure will concern the introduction of a commune/municipality's general plan (hereinafter: general plan) as a mandatory planning document with a commune-wide scope. The general plan will be an act of local law that will replace the study, as a document that will be examined in terms of compliance with the MZPZ, but also on the basis of the general plan decisions on development conditions will be issued. The above measure will ensure reliable information for residents and entrepreneurs about the commune/municipality development intentions. It will also reduce conflicts over space between investors and local communities interested e.g. in environmental protection. The ordering of regulations related to spatial planning will increase the scale of investment and stimulate local economies nationwide. Of concern in the above regard is the fact that the studies will be valid only until December 31, 2025. Given the financial constraints of communes/municipalities, as well as the insufficient number of urban planners in Poland (there are fewer of them than there are communes/municipalities in Poland), from January 1, 2026 until the adoption of a general plan in a given commune/municipality, the investment process may be paralyzed. The simultaneous procedure of the general plan and the MPZP, assumed in the spatial planning reform, may help here. However, the enactment of an MPZP or its amendment may take place at the earliest after the deadline for the provincial authority of voivode to issue a supervisory decision on the resolution on the General Plan or its amendment.

The spatial planning reform will introduce an additional mechanism, of an "integrated investment project." Thanks to it, the investor will be able to carry out complementary investments for the municipality on the basis of an urban planning agreement, in addition to the main investment, such as the construction of a road, a railroad line, public transport infrastructure facilities, cultural activity facilities, kindergartens or health care facilities. It is also envisioned, with regard to the location of renewable energy installations, to employ a simplified procedure for the preparation and adoption of a Zoning Plan or its amendment. The general principle of this process is the simultaneous application for approval of the simplified mode, an opinion with the participation of relevant parties, and submission for public review. In the case of projects for onshore wind power, this procedure will be difficult to apply, due to the need for the neighboring commune/municipality to provide an opinion on the draft Zoning Plan, as well as the separate deadlines for public consultations set by the amendment to the Distance Law, including an increased number of public consultations.

The KPO provides EUR 200 million as funds available in the form of grants, including PLN 243.6 million for the drafting of general plans by all communes/municipalities, or about

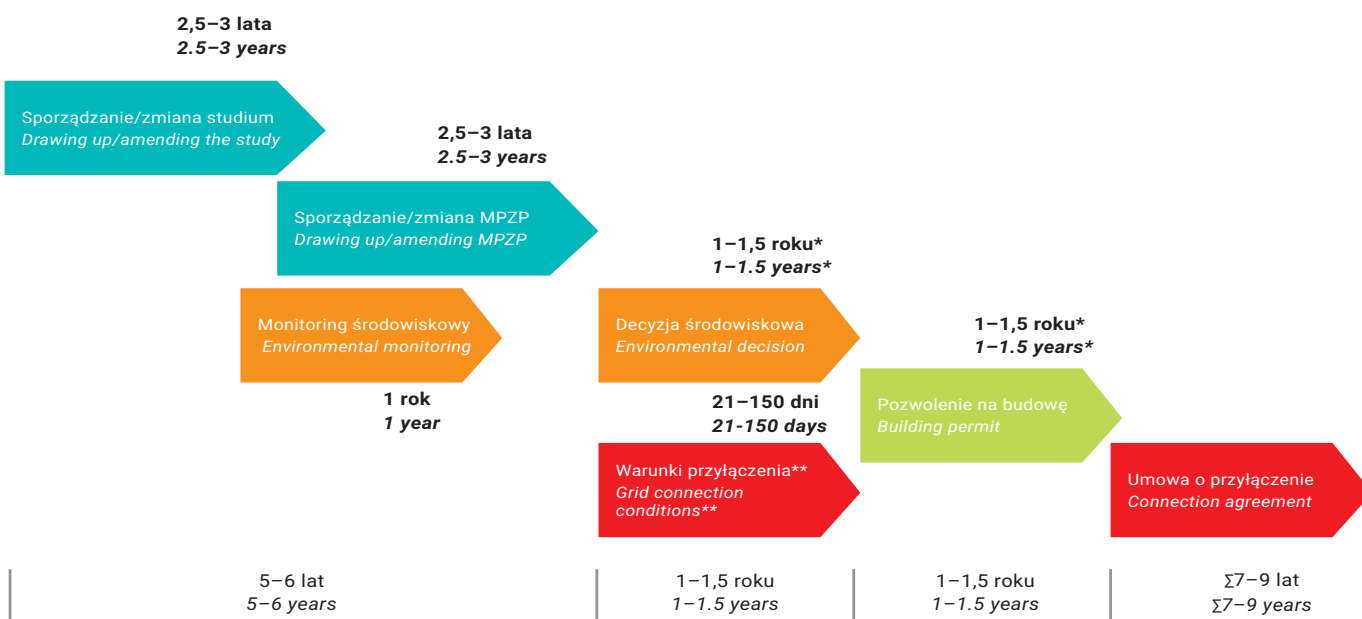
na każdą gminę. Nie jest to jednak kwota, która pokryje koszty całkowite procedury planistycznej występujące po stronie jednostki samorządu terytorialnego.

Ważną barierą inwestycyjną jest sam proces uzyskiwania stosownych pozwoleń administracyjnych. W lądowej energetyce wiatrowej potrzeba od 7 do 9 lat, aby uzyskać wszelkie niezbędne akty administracyjne. To okres zdecydowanie za długi, a co więcej, niezgodny z założeniami Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych oraz planu REPowerEU.

PLN 98,500 per commune/municipality. However, this is not an amount that will cover the total costs of the planning procedure on the part of the local government unit.

An important investment barrier is the process of obtaining the relevant administrative permits alone. In onshore wind power, it takes 7 to 9 years to obtain all the necessary administrative acts. This is a period that is far too long and, moreover, inconsistent with the objectives of the Directive of the European Parliament and of the Council (EU) 2018/2001 of December 11, 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources and the REPowerEU plan.

Rysunek 10. Procedura lokalizacyjna elektrowni wiatrowych



* O ile względem decyzji nie zostanie wniesione odwołanie. / Unless an appeal is filed against the decision.
 ** Zgodnie z art. 7 ust. 8i ustawy – Prawo energetyczne warunki przyłączenia są ważne 2 lata od dnia ich doręczenia.
 Pursuant to Article 7 Section 8i of the Energy Law, the connection conditions are valid for two years from the date of their delivery.

Źródło: PSEW, Instytut Reform, Urban Consulting

Source: PSEW, Instytut Reform, Urban Consulting

W odniesieniu do powyższego niezbędne jest podjęcie prac zmierzających do usprawnienia procedury lokalizacyjnej lądowych elektrowni wiatrowych, które wprowadzają ramy czasowe dla organów podejmujących decyzje. Wytyczne REPowerEU zakładają wprowadzenie milczącej zgody administracyjnej przy udzielaniu pozwoleń. W tym zakresie należy ograniczyć do minimum udział organów współdziałających na poszczególnych etapach uzyskiwania pozwoleń inwestycyjnych. Korzystne byłoby także udostępnienie branży onshore nowych mechanizmów, które wprowadza reforma planowania przestrzennego, tj. uproszczonej procedury trybu do sporządzania i uchwalania planu miejscowego albo jego zmiany oraz zintegrowanego planu inwestycyjnego.

With respect to the above, it is necessary to work on streamlining the procedure for locating onshore wind power plants, which introduces a timeframe for decision-making bodies. REPowerEU guidelines stipulate the introduction of tacit administrative approval when granting permits. In this regard, the involvement of interacting authorities in the various stages of obtaining permits should be minimized. It would also be beneficial to make available to the onshore industry the new mechanisms introduced by the spatial planning reform, i.e. a simplified procedure for drawing up and adopting a zoning plan or its amendment, and an integrated investment plan.

Rozwój krajowego łańcucha dostaw

Zawirowania na światowych rynkach rozpoczęte pandemią COVID-19, a pogłębione inwazją Rosji na Ukrainę, rzutują na problematykę realizacji inwestycji OZE, w tym farm wiatrowych. Niedobór materiałów, rosnąca inflacja skutkująca wyhamowaniem inwestycji i odpływ ukraińskich pracowników to kolejne piętrzące się problemy. Ukraina jest ważnym producentem stali, jednego z podstawowych materiałów w budownictwie. W rezultacie dochodzi do przerwania łańcuchów dostaw. Konsekwencją tego jest nie tylko brak surowców do realizacji inwestycji, lecz także wzrost ich cen.

W tych okolicznościach ustawodawca zdecydował o przedłużeniu terminu realizacji zobowiązania uczestnika aukcji do sprzedaży po raz pierwszy energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego o czas wskazany we wniosku, jednak nie dłuższy niż 12 miesięcy. Regulacja ta została wprowadzona ustawą z 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu. Ruch ten należy uznać za właściwy.

Domestic supply chain development

The turmoil in global markets started by the COVID-19 pandemic, and exacerbated by Russia's invasion of Ukraine, is affecting the development of RES projects, including wind farms. Material shortages, rising inflation resulting in a slowdown in investment and the exodus of Ukrainian workers are further problems accumulating. Ukraine is a major producer of steel, one of the basic materials in the construction industry. As a result, supply chains are disrupted. The consequence is not only a shortage of raw materials for projects, but also an increase in their prices.

Under these circumstances, the lawmakers decided to extend the deadline for the obligation of an auction participant to sell electricity for the first time under the auction system by the time indicated in the application, but no longer than 12 months. This regulation was introduced by the Act of December 15, 2022 on the special protection of certain consumers of gaseous fuels in 2023 in connection with the gas market situation. This decision should be considered adequate.



**Morska
energetyka wiatrowa**
Uwarunkowania prawne

Offshore wind energy
Legal framework

1.1. Uwagi ogólne

W sektorze morskich farm wiatrowych szczególnie wrażliwy na każdą zmianę warunków ekonomicznych jest krajowy łańcuch dostaw. Zgodnie z postanowieniami porozumienia sektorowego na rzecz rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce zakłada się osiągnięcie tzw. local content na poziomie:

- nie niższym niż 20–30% łącznej wartości w fazie przedrealizacyjnej, instalacyjnej i eksploatacyjnej dla projektów morskich farm wiatrowych realizowanych w ramach pierwszej fazy wsparcia
- co najmniej 45% łącznej wartości w fazie przedrealizacyjnej, instalacyjnej i eksploatacyjnej dla projektów morskich farm wiatrowych realizowanych do 2030 r. w ramach drugiej fazy wsparcia
- co najmniej 50% łącznej wartości w fazie przedrealizacyjnej, instalacyjnej i eksploatacyjnej dla projektów morskich farm wiatrowych realizowanych po 2030 r.

Powyższe poziomy mogą okazać się ambitne, bowiem branża już teraz zgłasza pogorszenie – w porównaniu z sytuacją sprzed dwóch lat – możliwości zabezpieczenia udziału krajowego w łańcuchu dostaw. Podnoszone są m.in. ryzyka związane z dostępnością odpowiednio przeszkolonych pracowników.

Warto zatem przeanalizować najlepsze światowe praktyki co do udziału lokalnych firm w łańcuchu dostaw. Jak pokazują doświadczenia z rynków zagranicznych, błędem jest dążenie do nadmiernej maksymalizacji krajowego łańcucha dostaw, ponieważ jest to niewykonalne i w rezultacie hamuje inwestycje. Znacznie lepszym rozwiązaniem jest międzynarodowe partnerstwo. Jego założeniem jest mniejszy wymóg udziału lokalnych firm w łańcuchu dostaw do inwestycji realizowanych w ich kraju, ale w zamian umożliwienie im udziału w dostawach dla instalacji budowanych za granicą. Dzięki temu możliwa jest efektywniejsza wymiana i budowanie doświadczeń offshore także na mniejszych rynkach lokalnych. Przykładem nieudanej realizacji local content jest Francja, która w 2011 r. ogłosiła swój pierwszy przetarg na morską energetykę wiatrową. Rozwój był bardzo powolny, a Francja postawiła warunek współpracy głównie z krajowymi graczami w całym łańcuchu wartości. W 2018 roku Francja była zmuszona zerwać istniejące kontrakty i renegotjować niższe taryfy. Raz jeszcze warto podkreślić, że w optymalnym kształtowaniu polityki local content nie chodzi o współpracę tylko z krajowymi podmiotami, ale o produktywną kooperację międzynarodową, wymianę doświadczeń i następcze powielanie dobrych praktyk zarówno w kraju, jak i na innych rynkach.

Obecnie zidentyfikowano ponad 100 krajowych podmiotów, które biorą udział w łańcuchu dostaw dla morskiej energetyki wiatrowej, a jeszcze więcej polskich przedsiębiorców mogłoby w tym rynku uczestniczyć. Możliwe jest także wykorzystanie potencjału przedsiębiorstw z sektora

1.1. General notes

In the offshore wind sector, the domestic supply chain is particularly sensitive to any change in economic conditions. According to the provisions of the sectoral agreement for the development of offshore wind energy in Poland, it is expected that the so-called local content will be achieved at a level:

- not less than 20-30% of the total value in the pre-execution, installation and operation phases for offshore wind farm projects implemented under the first phase of support
- at least 45% of the total value in the pre-execution, installation and operation phase for offshore wind farm projects implemented by 2030 under the second phase of support
- at least 50% of the total value in the pre-execution, installation and operation phase for offshore wind farm projects implemented after 2030.

The above levels may prove ambitious, as the industry is already reporting a deterioration – compared to two years ago – in its ability to secure domestic participation in the supply chain. Risks related to the availability of adequately trained workers, among others, are raised.

Therefore, it is worth examining global best practices as to the participation of local companies in the supply chain. As experience from overseas markets has shown, it is a mistake to seek to excessively maximize the domestic supply chain, as this is unfeasible and consequently inhibits investment. A much better solution is international partnerships. Its premise is to require less participation of local companies in the supply chain for investments made in their country, but instead allow them to participate in the supply of installations built abroad. This allows for more effective exchange and building of offshore experience in smaller local markets as well. An example of an unsuccessful local content strategy is France, which launched its first offshore wind tender in 2011. Development was very slow, and France made it a condition to work mainly with domestic players along the value chain. In 2018, France was forced to break existing contracts and renegotiate lower tariffs. Once again, it is worth emphasizing that optimal local content policy making is not about cooperation with domestic players only, but productive international cooperation, exchange of experience and subsequent replication of good practices both domestically and in other markets.

Currently, more than 100 domestic players have been identified to participate in the offshore wind supply chain, and even more Polish entrepreneurs could participate in this market. It is also possible to use the potential of companies in the hydrocarbon extraction and transmission sector as

wydobycia i przesyłu węglowodorów w roli armatorów floty specjalistycznej i transportowej. Do tego dochodzą badania na morzu, transport morski i śródlądowy, baza hotelowa i usługowa, szkolenia. To szansa dla polskich portów, ale też wielomilionowe nakłady konieczne do przygotowania się do nowych zupełnie zadań.

Kluczem do skutecznej strategii w zakresie morskiej energetyki wiatrowej są:

- czytelne i ambitne cele w zakresie wolumenu morskiej energii wiatrowej
- stabilne i zgodne z wymogami UE regulacje w zakresie przychodów i systemów wsparcia
- usprawnione procedury administracyjne oraz
- umożliwienie partnerstwa z doświadczonymi graczami zagranicznymi

Ostatni punkt można uznać za jeden z ważniejszych w realizacji local content, ale także jako szansę na obniżanie nakładów inwestycyjnych nowych projektów w Polsce. Wiedza płynąca z dojrzałych rynków pokazuje, że tworzenie efektywnych sojuszy z doświadczonymi partnerami zagranicznymi pomaga budować silny sektor morskiej energetyki wiatrowej, w sposób optymalny kosztowo i przy zaangażowaniu rodzimego przemysłu.

Podstawowym aktem prawnym regulującym kwestie realizacji morskich farm wiatrowych (dalej jako: „MFW”) w polskich obszarach morskich jest ustawa z 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej⁹⁵ (dalej jako: „UOM”). Ten kluczowy akt wskazuje, że wznoszenie i wykorzystywanie MFW dopuszczalne jest jedynie w wyłącznej strefie ekonomicznej Polski oraz reguluje zasady, na podstawie których inwestorzy uzyskują pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji oraz urządzeń (dalej: „PSZW”). UOM określa także ogólne kryteria oceny wniosków o PSZW stosowane, gdy wszczęte zostaje postępowanie rozstrzygające w przypadku złożenia wniosku pierwotnego oraz co najmniej jednego kompletnego wniosku konkurencyjnego dotyczącego tej samej lokalizacji przedsięwzięcia. Przepisy UOM uzupełnia w tym zakresie rozporządzenie Ministra Infrastruktury z 27 listopada 2021 r. w sprawie oceny wniosków w postępowaniu rozstrzygającym⁹⁶, którego przepisy określają szczegółowe kryteria tej oceny oraz zasady punktacji i sposób wykazywania spełnienia poszczególnych kryteriów szczegółowych przez inwestorów.

Przedsięwzięcie objęte wnioskiem o wydanie PSZW 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 000⁹⁷ (dalej jako: „PZPPOM”), uchwalonego na podstawie art. 37a ust. 1 UOM. PZPPOM

⁹⁵ T.j. Dz.U. z 2022 r., poz. 457 ze zm.

⁹⁶ Dz.U. z 2021 r., poz. 2203 ze zm.

⁹⁷ Dz.U. z 2021 r., poz. 935 ze zm.

shipowners of specialized and transport fleets. Added to this are offshore research, maritime and inland transportation, hotel and service base, and training. This means an opportunity for Polish ports, but also multi-million-dollar outlays necessary to prepare for entirely new tasks.

The keys to a successful offshore wind strategy are:

- clear and ambitious offshore wind volume targets
- stable and EU-compliant revenue regulations and support schemes
- streamlined administrative procedures, and
- enabling partnerships with experienced foreign players.

The last point can be considered one of the most important in the implementation of local content, but also as an opportunity to reduce the capital expenditure of new projects in Poland. Knowledge from mature markets shows that forming effective alliances with experienced foreign partners helps build a strong offshore wind sector, in a cost-optimized way and with the involvement of the domestic industry.

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 administration⁹⁵ (herein – after: 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 procedure⁹⁶ the provisions of which specify detailed sub-criteria for this evaluation and the principles of 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 000⁹⁷ (hereinafter: PZPPOM), adopted pursuant to Article 37a (1) of the UOM. The PZPPOM is a planning act

⁹⁵ Consolidated text Journal of Laws 2022, item 457 as amended.

⁹⁶ Journal of Laws 2021, item 2203 as amended.

⁹⁷ Journal of Laws 2021, item 935 as amended.

jest aktem planistycznym określającym zasady zagospodarowania polskich obszarów morskich, w tym rozstrzygnięcia szczegółowe, dotyczące poszczególnych akwenów oraz podakwenów wyznaczonych w tych obszarach. Przepisy PZPPOM określają m.in. funkcje podstawowe i dopuszczalne, które mogą być wykonywane w poszczególnych akwenach oraz zakazy, ograniczenia oraz warunki wykonywania tychże funkcji. W szczególności, zgodnie z PZPPOM wznoszenie morskich elektrowni wiatrowych jest dopuszczone wyłącznie w akwenach o funkcji podstawowej pozyskiwanie energii odnawialnej.

PSZW może zostać wydane wyłącznie przedsięwzięciu, które jest zgodne z PZPPOM. Jeśli wszczęte zostaje postępowanie rozstrzygające, PSZW wydaje się na rzecz podmiotu, który osiągnął minimum kwalifikacyjne oraz uzyskał największą liczbę punktów spośród wszystkich uczestników tego postępowania. PSZW stanowi pierwszą decyzję administracyjną uzyskiwaną w procesie inwestycyjnym MFW i jest niezbędne do ubiegania się o uzyskanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji, której przedmiotem jest uzyskanie prawa do pokrycia ujemnego salda dla energii elektrycznej wytworzonej w MFW i wprowadzonej do sieci przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, jak i do ubiegania się o warunki przyłączenia dla MFW.

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 wiatrowych⁹⁸ (dalej jako: „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 MFW może ubiegać się o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda w systemie aukcyjnym. Zgodnie z przepisami UOM, lokalizacja przedsięwzięcia objętego wnioskiem o PSZW 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 środowisko⁹⁹ – w zakresie uzyskiwania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach

⁹⁸ T.j. Dz.U. z 2022 r., poz. 1050 ze zm.

⁹⁹ T.j. Dz.U. z 2022 r., poz. 1029 ze zm.

which defines the principles of management of the Polish 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 obtain a certificate of admission to the auction, the object of which is to gain the right to cover the negative balance for energy generated in the OWF and injected into the grid by generators who have obtained a certificate of admission to the auction, as well as to apply for connection conditions for the OWF.

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 farms⁹⁸ (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 assessments⁹⁹ – in terms of obtaining a decision on environmental conditions

⁹⁸ Consolidated text Journal of Laws 2022, item 1050 as amended.

⁹⁹ Consolidated text Journal of Laws 2022, item 1029 as amended.

- ustawa z 9 czerwca 2011 r. – Prawo geologiczne i górnicze¹⁰⁰ – w zakresie decyzji zatwierdzających projekt robót geologicznych oraz dokumentację geologiczno-inżynierską
- ustawa z 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane¹⁰¹ (dalej jako: „Prawo budowlane”) – w zakresie uzyskiwania pozwolenia na budowę oraz pozwolenia na użytkowanie
- ustawa z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (dalej jako: „Prawo energetyczne”) – w zakresie przyłączenia MFW do sieci oraz uzyskania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej
- ustawa z 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim¹⁰² – w zakresie sporządzenia wymaganych planów i ekspertyz
- ustawa z 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych¹⁰³ – 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).

1.2. Plan zagospodarowania przestrzennego polskich obszarów morskich

W dniu 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 PZPPOM, 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 PZPPOM zawiera uzasadnienie do szczegółowych rozstrzygnięć dotyczących poszczególnych akwenów, zaś załącznik nr 4 do PZPPOM to rysunek planu stanowiący część graficzną planu.

Utworzony został również geoportal publiczny Systemu Informacji Przestrzennej Administracji Morskiej (SIPAM)¹⁰⁴, który prezentuje zestaw danych przestrzennych utworzo-

¹⁰⁰ T.j. Dz.U. z 2023 r., poz. 633.

¹⁰¹ T.j. Dz.U. z 2021 r., poz. 2351 ze zm.

¹⁰² T.j. Dz.U. z 2022 r., poz. 515 ze zm.

¹⁰³ T.j. Dz.U. z 2022 r., poz. 273 ze zm.

¹⁰⁴ Dostępny pod adresem: www.sipam.gov.pl/geoportal.

- Act of June 9, 2011 on Geological and Mining Law¹⁰⁰ – with respect to decisions approving a project of geological works and geological-engineering documentation
- Act of July 7, 1994 on Building Law¹⁰¹ (hereinafter: Building Law) – regarding obtaining building permits and occupancy permits
- 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 Safety¹⁰² – 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 networks¹⁰³ – 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).

1.2. 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.

A public geoportal of the Spatial Information System of Maritime Administration (SIPAM)¹⁰⁴ was created, which presents a set of spatial data created on the basis of

¹⁰⁰ Consolidated text Journal of Laws 2023, item 633.

¹⁰¹ Consolidated text Journal of Laws 2021, item 2351 as amended.

¹⁰² Consolidated text Journal of Laws 2022, item 515 as amended.

¹⁰³ Consolidated text Journal of Laws 2022, item 273 as amended.

¹⁰⁴ See: www.sipam.gov.pl/geoportal.

nych 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 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, określonej jako 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).

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 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).

Rysunek 11. Obszary, w granicach których mogą zostać zlokalizowane morskie farmy wiatrowe zgodnie z załącznikiem nr 2 do Ustawy MFW

Fig. 11. Areas where offshore wind farms may be located according to Annex No. 2 to the OWF Act



Źródło: <https://sipam.gov.pl/geoportal>

Source: <https://sipam.gov.pl/geoportal>

PZPPOM przewiduje 7 akwenów 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.

Ustawa MFW wyznacza z kolei 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 akwenu POM.14.E), 43.E.1. (w całości pokrywającego się z akwenem POM.43.E), 44.E.1 (położonego w ramach akwenu POM.44.E), 45.E.1. (położonego w ramach akwenu POM.45.E), 46.E.1. (położonego w ramach akwenu POM.46.E), 53.E.1. (w całości pokrywającego się z akwenem POM.53.E), 60.E.1, 60.E.2, 60.E.3, 60.E.4 (położone w ramach akwenu POM.60.E). Jednocześnie, w odniesieniu do 10 z 13 obszarów wskazanych powyżej (poza 60.E.1, 60.E.2 oraz 53.E.1), toczą się obecnie postępowania o wydanie PSZW (więcej w punkcie 1.4 niniejszej części tego opracowania).

1.3. Zasady wsparcia projektów w I i II fazie rozwoju

Zasady i warunki udzielania wsparcia dla energii elektrycznej wytwarzanej w MFW 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 (I faza wsparcia) lub ofercie, która wygrała aukcję (II faza wsparcia). Cena ta podlega corocznej waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych określonym 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 mocy zainstalowanej elektrycznej MFW 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 Urzędu Regulacji Energetyki 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 Urzędu Regulacji

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.

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 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).

1.3. 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 100,000 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

Energetyki wsparcia w tej fazie nastąpiło do 30 czerwca 2021 r. poprzez wydanie 7 decyzji. Aby ubiegać się o wydanie decyzji, wytwórca musiał ustanowić zabezpieczenie 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 kompletnych 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 Urzędu Regulacji Energetyki 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 PLN, na który kaucja ma zostać zwrócona
- schemat elektryczny MFW, ze wskazaniem wszystkich urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej oraz urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, wraz z oznaczeniem lokalizacji urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych 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 Urzędu Regulacji Energetyki. Początkowo ustalana jest jako cena maksymalna, zgodnie z rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z 30 marca 2021 r. w sprawie ceny maksymalnej za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci w PLN za 1 MWh, będącej podstawą rozliczenia prawa do pokrycia ujemnego salda¹⁰⁵ – wynosi ona 319,6 PLN/MWh. Przy określaniu ceny minister był zobowiązany brać pod uwagę m.in. koszty operacyjne oraz dodatkowe koszty inwestycyjne ponoszone w okresie eksploatacji, koszty inwestycyjne ponoszone w okresie przygotowania projektu i budowy MFW (w tym

¹⁰⁵ Dz.U. z 2021 r., poz. 587.

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 submitting complete applications with annexes. The most important information and documents required to apply or attach to the application are as follows:

- installed capacity of 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

- valid Permit to erect and exploit artificial islands, structures and equipment
- material and financial schedule
- materials and services 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
- 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 Ordinance of the Minister of Climate and Environment of March 30, 2021 on the maximum price for electricity generated in an offshore wind farm and injected into the grid in PLN per 1 MWh, which is the basis for the settlement of the right to cover the negative balance¹⁰⁵ – it is 319.6 PLN/MWh. 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

¹⁰⁵ Journal of Laws 2021, item 587.

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 decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla danego projektu MFW.

Cena będąca podstawą do rozliczania ujemnego salda jest wyznaczana przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki po otrzymaniu informacji o wydaniu decyzji przez Komisję Europejską (w wyniku notyfikacji). Przy ustalaniu ceny Prezes Urzędu Regulacji Energetyki 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 Urzędu Regulacji Energetyki 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 MFW, wraz z zespołem urzędów służących do wyprowadzania 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 nazywa się 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. Więcej na temat aukcji w punkcie 3 niniejszej części tego opracowania.

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.

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.

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.

More on the auction system can be found in Section 3 of this study.

It is worth mentioning that OWFs applying for support will not be allowed to use equipment older than those produced 72 months before the date of first generation of electricity from such equipment, or which were previously depreciated within the meaning of accounting regulations.

Polenergia realizuje przyjęte w swojej strategii średnio- i długoterminowe działania. Chcemy trwale zwiększać nasze moce zarówno na lądzie, jak i na morzu. Razem z norweskim Equinorem rozwijamy trzy projekty MFW o łącznej mocy do 3 GW. Jednocześnie rozwijamy zespół offshore z zamiarem udziału w kolejnych krajowych projektach. Już dziś jesteśmy jednym z liderów rosnącego rynku OZE w Polsce i w środkowej Europie, ale nasze ambicje są znacznie większe. Jesteśmy przygotowani organizacyjnie i finansowo na dalsze, znaczące inwestycje w tym sektorze.

Osiągnięcie 20 GW mocy przez elektrownie wiatrowe na lądzie na koniec 2040 roku oznacza przyrost mocy w tempie zaledwie 12 GW w ciągu 17 lat.

Jeśli chcemy realnie powalczyć o neutralność klimatyczną do 2050 r., nasze cele powinny być bardziej ambitne, np. 1 GW nowych mocy rocznie tylko w lądowych elektrowniach wiatrowych. Wprowadzone ostatnio regulacje ograniczają potencjał lądowej energetyki wiatrowej w sposób oczywisty, zatem ich zmiana w najbliższych latach będzie konieczna. W naszej ocenie równie ważną kwestią jest transformacja systemu elektroenergetycznego tak, aby istniała realna możliwość przyłączenia nowych, planowanych dzisiaj mocy. To obecnie największa bariera dla dynamicznego rozwoju OZE.

Polskie cele offshore na poziomie 18 GW do 2040 r. wydają się zarówno ambitne, jak i rozsądne. Taka moc docelowa daje podstawy do tworzenia silnego krajowego zaplecza dla łańcucha dostaw i pozwala konkurować o globalne zasoby przemysłu morskiej energetyki. Jednocześnie, odpowiednie planowanie przestrzenne pozwoli na uniknięcie konfliktów z innymi użytkownikami morza oraz ingerencji w zasoby przyrodnicze. Kluczowym wyzwaniem, także w przypadku MFW, będzie jednak zapewnienie właściwego rozwoju systemu elektroenergetycznego. Musi on być gotowy na odbiór tak dużych mocy w północnej Polsce i zdolny do rozprowadzania wyprodukowanej energii na cały kraj, a także poza jego granice.

Wspólnie z Equinorem przedstawiliśmy również ambitne plany wspierania lokalnych przedsiębiorców w łańcuchach dostaw naszych projektów MFW. Jesteśmy zainteresowani systematycznym wzrostem udziału polskich firm, a nasz cel to uzyskanie nawet 26% udziału local content. Niestety, dotychczasowe przetargi pokazują jeszcze niewielką gotowość polskich firm do zapewnienia dostaw dla pierwszych projektów MFW. Dlatego staramy się nie tylko korzystać z dostępnych usług firm krajowych, ale jednocześnie działać w obszarze edukacji oraz inicjowania dialogu pomiędzy polskimi i zagranicznymi firmami. Robimy to w ramach pięciu projektów flagowych local content, w ramach których promujemy polskich wykonawców i podwykonawców. Namawiamy producentów do inwestycji w fabryki całych turbin czy podzespołów w naszym kraju. Już dzisiaj udział polskich firm w inwestycjach w lądowe farmy wiatrowe sięga około 40%, a może być jeszcze wyższy.



dr Michał Michalski
Prezes Zarządu, Polenergia S.A.
CEO, Polenergia S.A.

Polenergia is implementing the medium- and long-term measures adopted in its strategy. We want to sustainably increase our capacity both onshore and offshore. Together with Norway's Equinor, we are developing three OWF projects with a total capacity of up to 3 GW. At the same time, we are developing an offshore team with the intention of participating in further domestic projects. We are already one of the leaders of the growing RES market in Poland and Central Europe, but our ambitions are much bigger. We are prepared organizationally and financially for further significant investments in this sector.

Reaching 20 GW of onshore wind capacity by the end of 2040 means capacity growth at a rate of just 12 GW over 17 years. If we want to realistically strive for climate

neutrality by 2050, our targets should be more ambitious, such as 1 GW of new onshore wind capacity per year alone. The recently introduced regulations limit the potential of onshore wind energy in an obvious way, so changing them in the coming years will be necessary. In our view, an equally important issue is the transformation of the grid system so that there is a realistic possibility of connecting the new capacity planned today. This is currently the biggest barrier to dynamic RES development.

Polish offshore targets of 18 GW by 2040 seem both ambitious and reasonable. Such a capacity target provides the basis for a strong domestic supply chain and allows the offshore energy industry to compete for global resources. At the same time, appropriate spatial planning will avoid conflicts with other marine users and interference with natural resources. However, a key challenge, also for the OWF, will be to ensure the proper development of the transmission system. It must be ready to receive such a large amount of power in northern Poland and capable of distributing the energy produced throughout the country and beyond.

Together with Equinor, we have also presented ambitious plans to support local entrepreneurs in the supply chains of our OWF projects. We are interested in systematically increasing the participation of Polish companies, and our goal is to achieve up to 26% local content. Unfortunately, the tenders so far show still little capacity of Polish companies to supply the first OWF projects. Therefore, we are trying not only to use the available services of domestic companies, but at the same time to act in the area of education and to initiate dialogue between Polish and foreign companies. We do this through five local content flagship projects, where we promote Polish contractors and subcontractors. We persuade manufacturers to invest in whole turbine or component factories in our country. In fact, even today, the share of Polish companies in investments in onshore wind farms reaches about 40%, and it can be even higher.

Wytwórca, który uzyskał decyzję Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o przyznaniu prawa do pokrycia ujemnego salda (I faza systemu wsparcia) lub wygrał aukcję na sprzedaż energii elektrycznej (II 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 Urzędu Regulacji Energetyki 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 Urzędu Regulacji Energetyki o wydłużenie siedmioletniego terminu na pierwsze wytworzenie energii elektrycznej.

1.4. Obecny status postępowań o wydanie PSZW dla drugiej fazy rozwoju MFW

Poniżej w ujęciu tabelarycznym zaprezentowano ogłoszone już wyniki postępowań rozstrzygających w sprawie wydania PSZW. W fazie analizowania informacji i dokumentów przedłożonych przez wnioskodawców są postępowania dotyczące następujących obszarów: 14.E.1, 14.E.2, 14.E.3, 14.E.4, 46.E.1, 45.E.1.

Tabela 14. Wyniki postępowań rozstrzygających w sprawie wydania PSZW

Numer ogłoszenia Ministra Infrastruktury <i>Notification number of the Minister of Infrastructure</i>	Obszar <i>Area</i>	Wnioskodawca z największą liczbą punktów <i>Applicant with the highest number of points</i>	Pozostali wnioskodawcy, którzy osiągnęli minimum kwalifikacyjne <i>Other applicants who have reached the qualifying minimum</i>
1/2022/MFW	60.E.3	Elektrownia Wiatrowa Baltica 1 sp. z o.o. (Grupa Kapitałowa PGE)	<ul style="list-style-type: none"> ■ EDF Renewable Offshore Polska I sp. z o.o. ■ Cordeneos sp. z o.o. ■ POW-Polish Offshore Wind-Co sp. z o.o.
2/2022/MFW	43.E.1	PGE Baltica 4 sp. z o.o. (Grupa Kapitałowa PGE)	<ul style="list-style-type: none"> ■ EDF Renewable Offshore Polska I sp. z o.o. ■ Cormano sp. z o.o. ■ POW-Polish Offshore Wind-Co sp. z o.o.
3/2022/MFW	53.E.1	Żaden z wnioskodawców nie uzyskał minimum kwalifikacyjnego <i>None of the applicants achieved the minimum qualification</i>	
4/2022/MFW	60.E.4	Elektrownia Wiatrowa Baltica 5 sp. z o.o. (Grupa Kapitałowa PGE)	<ul style="list-style-type: none"> ■ EDF Renewable Offshore Polska I sp. z o.o. ■ Cremona sp. z o.o. ■ POW-Polish Offshore Wind-Co sp. z o.o. ■ SSE Renewables Poland sp. z o.o.
5/2022/MFW	44.E.1	Elektrownia Wiatrowa Baltica 9 sp. z o.o. (Grupa Kapitałowa PGE)	<ul style="list-style-type: none"> ■ EDF Renewable Offshore Polska I sp. z o.o. ■ Carmagnola sp. z o.o. ■ POW-Polish Offshore Wind-Co sp. z o.o.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie <https://www.gov.pl/web/infrastruktura>, stan na kwiecień 2023 r.

A generator who has obtained a decision of the President of the URE on granting the right to cover the negative balance (the first phase of the support system) or has won the auction for the sale of electricity (the second phase of the support system) is obliged to generate and introduce for the first time to the grid the electricity generated at the offshore wind farm within 7 years, respectively, from the date of issuance by the President of the URE of the amending decision (i.e., the decision setting the price constituting the basis for the settlement of the negative balance) or the date of closing the auction session. In both cases, the generator should already have a license to generate electricity. In justified cases, an investor benefiting from the support system may apply to the President of the URE for an extension of the seven-year deadline for the first generation of electricity.

1.4. Current status of Permit proceedings for the second phase of OWF development

The following table presents the results of the already announced proceedings for the issuance of Permits to erect and exploit artificial islands, structures and equipment. The proceedings concerning the following areas are at the stage of analysing the information and documents submitted by the applicants: 14.E.1, 14.E.2, 14.E.3, 14.E.4, 46.E.1, 45.E.1.

Table 14. Results of the proceedings for the issuance of Permits to erect and exploit artificial islands, structures and equipment

2.1. Pozwolenie lokalizacyjne (PSZW)

Wnoszenie MFW jest dopuszczalne tylko w wyłącznej w strefie ekonomicznej polskich obszarów morskich. Pozwolenie na wnoszenie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w wyłącznej strefie ekonomicznej, tzw. PSZW, jest pierwszą decyzją administracyjną uzyskiwaną w procesie inwestycyjnym.

PSZW uzyskiwane jest na podstawie przepisów UOM. Inwestor zainteresowany uzyskaniem PSZW na dany obszar składa wniosek o wydanie PSZW. Organem właściwym do wydania PSZW jest minister właściwy ds. gospodarki morskiej (obecnie Minister Infrastruktury).

Wniosek o wydanie PSZW musi zawierać ustawowo określone elementy, tj. określenie wnioskodawcy oraz przedsięwzięcia objętego wnioskiem i jego celu, 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 elektrycznej, 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 szereg załączników szczegółowych, dotyczących m.in. technologii MFW, oddziaływania MFW na środowisko oraz programu monitoringu inwestycyjnego i środowiskowego.

Wniosek o wydanie PSZW 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 jako brak zastrzeżeń.

Minister Infrastruktury może odmówić wydania PSZW, jeżeli stwierdzi, że jego wydanie niesie zagrożenie dla następujących wartości:

2.1 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; herein – after: 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:

- środowiska, zasobów morza lub zasobów podmorskich, w tym racjonalnej gospodarki złożami kopalin
- interesu gospodarki narodowej
- obronności i bezpieczeństwa państwa
- bezpieczeństwa żeglugi morskiej
- bezpiecznego uprawiania rybołówstwa morskiego
- bezpieczeństwa lotów statków powietrznych
- podwodnego dziedzictwa archeologicznego
- bezpieczeństwa związanego z badaniami, rozpoznawaniem i eksploatacją zasobów mineralnych dna morskiego oraz znajdującego się pod nim wnętrza ziemi
- realizacji funkcji podstawowych określonych w PZPPOM.

Organy opiniujące wskazują w swoich opiniach wystąpienie ww. zagrożeń lub szczegółowe warunki i wymagania do określenia w PSZW.

W przypadku złożenia wniosku o wydanie PSZW dotyczącego wyłącznej strefy ekonomicznej Minister Infrastruktury niezwłocznie zamieszcza ogłoszenie o możliwości składania kolejnych wniosków o wydanie PSZW dotyczących akwenu objętego tym wnioskiem na stronie internetowej. 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 PSZW. Z tego względu w postępowaniu rozstrzygającym wnioski o PSZW oceniane są według kryteriów określonych w art. 27g ust. 1 UOM. Kryteria te to:

- zgodność planowanego przedsięwzięcia z ustaleniami planu zagospodarowania przestrzennego, o którym mowa w PZPPOM
- proponowane przez wnioskodawcę okresy obowiązywania PSZW, w tym daty rozpoczęcia i zakończenia budowy i eksploatacji planowanego przedsięwzięcia
- 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 PSZW)
- sposoby finansowania planowanego przedsięwzięcia, z uwzględnieniem środków własnych, kredytów, pożyczek oraz proponowanego dofinansowania realizacji inwestycji ze środków publicznych
- możliwości stworzenia zaplecza kadrowego, organizacyjnego i logistycznego, pozwalającego na realizację planowanego przedsięwzięcia
- wkład planowanego przedsięwzięcia w realizację unijnych i krajowych polityk sektorowych.

W ramach powyższych kryteriów, szczegółowe kryteria oceny wniosków wraz z punktacją za spełnienie danych kryteriów określa rozporządzenie Ministra Infrastruktury z 27 listopada 2021 r. w sprawie oceny wniosków w postępo-

- environment, marine or offshore resources, including rational management of mineral deposits
- interest of the national economy
- defense and security of the state
- safety of sea navigation
- safety of sea fishing
- safety of flights of airplanes
- underwater archaeological heritage
- safety associated with exploration, recognition and exploitation of mineral resources of the seabed and the interior of the earth underneath
- 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 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:

- compliance of the planned project with the provisions of the spatial development plan referred to in the PZPPOM
- 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
- 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)
- ways of financing the planned project, including own funds, credits, loans, and proposed co-financing of the investment from public funds
- possibilities to create a personnel, organizational and logistic background for the execution of the planned project
- 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.¹⁰⁶

¹⁰⁶ Journal of Laws 2021, item 2203 as amended.

waniu rozstrzygającym¹⁰⁶. Rozporządzenie to określa także sposób wybierania przez Ministra Infrastruktury najistotniejszego kryterium oceny, za które liczba otrzymanych punktów jest podwajana (dotychczas 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 PSZW. Na mocy ustawy z 27 października 2022 r. o zmianie ustawy o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej¹⁰⁷ wprowadzono także rozwiązania mające na celu wyłonienie zwycięzcy postępowania rozstrzygającego w przypadku uzyskania takiej samej liczby punktów przez dwóch lub więcej uczestników konkursu – ostatecznie wygrywa ten podmiot, z którego wniosku wynika niższy stosunek wartości planowanego przedsięwzięcia do maksymalnej mocy zainstalowanej MFW.

Uczestnicy postępowania rozstrzygającego niezgadzający się z jego wynikiem mogą je zaskarżyć, składając wniosek do Ministra Infrastruktury 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 Infrastruktury, 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.

PSZW określa warunki korzystania z obszaru nim objętego przez podmiot wskazany w PSZW i daje temu podmiotowi prawo korzystania z tego obszaru zgodnie z warunkami określonymi w tym PSZW. PSZW określa rodzaj przedsięwzięcia i jego lokalizację, charakterystyczne parametry techniczne przedsięwzięcia oraz szczegółowe warunki i wymagania wynikające z przepisów odrębnych, zwłaszcza w zakresie wartości chronionych. Od 22 grudnia 2022 r. w PSZW określa się także szczegółowe warunki i wymagania wynikające z rygorystycznych kryteriów oceny wniosków, za które wnioskodawca uzyskał punkty w postępowaniu rozstrzygającym.

PSZW dla MFW wydaje się na okres od dnia, w którym decyzja ta stała się ostateczna, do upływu 30 lat od dnia, w którym rozpoczęto wykorzystanie tej MFW. Istnieje możliwość przedłużenia PSZW o kolejne 20 lat.

Za wydanie PSZW pobierana jest opłata podstawowa w wysokości 1500 PLN, uiszczana w terminie 14 dni od

¹⁰⁶ Dz.U. z 2021 r., poz. 2203 ze zm.

¹⁰⁷ Dz.U. z 2022 r., poz. 2515.

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 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. Under the Act of 27 October 2022 amending the Act on maritime areas of the Republic of Poland and maritime administration (UOM)¹⁰⁷, solutions have also been introduced to determine the winner of the determination procedure in the case of an equal number of points obtained by two or more participants in the competition – ultimately, the winner is the entity whose application shows a lower ratio of the value of the planned project to the maximum installed capacity of the OWF.

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. As of 22 December 2022, the Permit also sets out the specific conditions and requirements resulting from the detailed assessment criteria for applications where the applicant has obtained points in the determination procedure.

The Permit for an OWF is issued for a period of time from the date on which the decision becomes final until the expiry of 30 years from the date on which the exploitation of that OWF commenced. It is possible to extend the Permit 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

¹⁰⁷ Journal of Laws 2022, item 2515.

dnia doręczenia wezwania do 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 PSZW. Opłata dodatkowa uiszczana jest wedle następującego harmonogramu:

- 10% pełnej kwoty opłaty w ciągu 90 dni od dnia, w którym decyzja o PSZW stała się ostateczna
- 30% pełnej kwoty w ciągu 30 dni od dnia, w którym decyzja o pozwoleniu na budowę przedsięwzięcia stała się ostateczna
- 30% pełnej kwoty w ciągu 30 dni od dnia, w którym rozpoczęto wykorzystanie MFW
- 30% pełnej kwoty po 3 latach od dnia dokonania wpłaty, o której mowa w 3 pkt.

Podmiot, któremu udzielono PSZW przed dokonaniem opłaty, o której mowa w pkt 3 powyżej, przedstawia Ministrowi Infrastruktury informację o rzeczywistej wartości zrealizowanego przedsięwzięcia. Minister Infrastruktury określa zaś, w drodze decyzji, wysokość opłat wymienionych w punktach 3 i 4, biorąc pod uwagę różnicę pomiędzy faktyczną wartością zrealizowanego przedsięwzięcia oraz wysokością opłat wniesionych zgodnie z zasadami określonymi w punktach 1 i 2 (powyżej). Opłaty, o których mowa, stanowią dochód budżetu państwa i nie podlegają zwrotowi.

Uzyskanie prawomocnego PSZW jest jednym z wymogów koniecznych do uzyskania prekwalfikacji do udziału w aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z MFW, a także warunków przyłączenia MFW do sieci elektroenergetycznej.

2.2. Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach inwestycji

Uzyskanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach (dalej jako: „DŚU”) dla przedsięwzięcia polegającego na budowie oraz eksploatacji MFW oraz dla przedsięwzięcia polegającego na budowie i eksploatacji zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z MFW 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 MFW i wprowadzonej do sieci, przy czym dla potrzeb aukcji konieczne jest jedynie uzyskanie DŚU dla samej MFW. Do DŚU zastosowanie znajdują uregulowania 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 środowisko¹⁰⁸. Najważniejsze z nich zostały przedstawione w części dedykowanej lądowym farmom wiatrowym. W niniejszej części przewodnika, dedykowanej MFW, przedstawimy uwarunkowania prawne właściwe dla tego rodzaju inwestycji.

¹⁰⁸ T.j. Dz.U. z 2022 r., poz. 1029 ze zm.

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:

- 10% of the full fee amount within 90 days of the date the Permit decision becomes final
- 30% of the full amount within 30 days from the day on which the construction of the project was commenced
- 30% of the full amount within 30 days of the date the use of artificial islands, structures, and equipment began
- 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 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 finality of the Permit 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.

2.2. Decision on environmental conditions of the project

Obtaining the decision on environmental conditions for the construction and operation of an OWF 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 fed to the grid; for the purposes of the auction it is only necessary to obtain a decision on environmental conditions for the OWF itself. 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.¹⁰⁸ 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.

¹⁰⁸ Consolidated text Journal of Laws 2022, item 1029, as amended.

Instalacje wykorzystujące 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 jako: „OOS”).

W przypadku przedsięwzięć realizowanych na obszarach morskich organem właściwym do wydania DŚU będzie regionalny dyrektor ochrony środowiska (dalej jako: „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 projektu, wraz z wnioskiem o ustalenie zakresu raportu, przy czym należy pamiętać, że ustalenie zakresu raportu jest obowiązkowe, w przypadku gdy przedsięwzięcie może mieć wpływ na środowisko poza granicami kraju, a z taką sytuacją możemy mieć do czynienia w przypadku przedsięwzięcia polegającego na realizacji i eksploatacji MFW w zależności od obszaru, na którym będzie ona realizowana. W tym drugim przypadku – ustalania zakresu raportu – RDOŚ zawieszają 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 morskiego.

Podkreślamy, że w przypadku realizacji MFW w wyłącznej strefie ekonomicznej może zostać stwierdzona możliwość istotnego oddziaływania na środowisko, pochodzącego z terytorium Rzeczypospolitej Polskiej – w wyniku przeprowadzenia OOS, jak i na wniosek innego państwa członkowskiego. Oznaczało to będzie konieczność przeprowadzenia postępowania w sprawie transgranicznego oddziaływania na środowisko.

Ustawa MFW wprowadziła przepisy dotyczące postępowań administracyjnych w celu realizacji inwestycji w ramach MFW. Zgodnie z nimi, DŚU wydane w celu realizacji inwestycji polegającej na budowie oraz utrzymywaniu MFW oraz zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy podlegają 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,

Investments in plants using wind power for electricity 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 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.

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, however, this deadline is only instructive for the authority, and exceeding it by the authority only gives the party the opportunity to file a reminder under the rules set forth in the Code of Administrative Procedure. Similarly, it is stipulated that an appeal against the decision on environ-

że rozpatrzenie odwołania od DŚU powinno nastąpić w ciągu 60 dni. Skrócone zostały także terminy postępowania sądowo-administracyjnych.

2.3. Wymagane ekspertyzy techniczne

Stosownie do ustawy MFW przyszły wytwórca energii elektrycznej z MFW 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 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 sieci¹⁰⁹.

Wyżej wymienione ekspertyzy mają potwierdzać zgodność MFW oraz zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z wymaganiami określonymi w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z 25 maja 2022 r. w sprawie szczegółowych wymagań dla elementów zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy oraz dla elementów stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu¹¹⁰.

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 do wyprowadzenia mocy, obejmujące realizację co najmniej 2 dwóch 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 MFW 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 MFW ma obowiązek przeprowadzenia ekspertyz w zakresie wpływu MFW 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

¹⁰⁹ Dz.U. UE. L. z 2016 r., Nr 112, str. 1 ze zm.

¹¹⁰ Dz.U. z 2022 r., poz. 1257.

mental conditions should be examined within 60 days. The time limits for judicial and administrative proceedings have also been shortened.

2.3. 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.¹⁰⁹

The aforementioned expert reports are to confirm the compliance of the offshore wind farm and the set of devices for power evacuation with the requirements set out in the Ordinance of the Minister for Climate and the Environment of 25 May 2022 on detailed requirements for elements of the set of equipment for the derivation of power and for elements of substations located at sea.¹¹⁰

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 devices used for power evacuation, including the execution of at least 2 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 devices for power evacuation 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

¹⁰⁹ OJ EU. L. of 2016, No. 112, p. 1 as amended.

¹¹⁰ Journal of Laws of 2022,, item 1257.

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, a także ich aktualizacje, 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 MFW ma obowiązek sporządzić ekspertyzy w zakresie wpływu MFW oraz zespołu urządzeń służących do wyrowadzenia 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 radiolokacyjnego, 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. Organ te mają na to 3 miesiące.

Szczegółowy zakres ww. ekspertyz został określony w rozporządzeniu Ministra Obrony Narodowej z 10 października 2022 r. w sprawie szczegółowego zakresu ekspertyz technicznych w zakresie oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń służących do wyrowadzenia mocy na systemy obronności państwa oraz na system ochrony granicy państwowej na morzu¹¹¹.

Opłata za zatwierdzenie każdej z ww. ekspertyz i każdego z ww. planów wynosi po 4000 PLN.

¹¹¹ Dz.U. z 2022 r., poz. 2115.

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 devices for power evacuation: (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 observation 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 detailed scope of the aforementioned expert reports is set forth in the Ordinance of the Minister of Defense of October 10, 2022 on the detailed scope of technical expertise in assessing the impact of an offshore wind farm and a set of devices for power evacuation on state defense systems and the system of state border protection at sea.¹¹¹

The fee for approval of each of the aforementioned expert opinions and plans is PLN 4,000 each.

¹¹¹ Journal of Laws 2022, item 2115.

Spełnienie przez MFW oraz zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy wymagań w zakresie: bezpieczeństwa konstrukcji oraz budowy w zakresie wytrzymałości, nośności i stateczności, bezpieczeństwa pożarowego, bezpieczeństwa użytkowania, ochrony środowiska, warunków użytkowych odpowiednich do przeznaczenia różnych typów urządzeń i konstrukcji lub instalacji wchodzących w skład MFW, podlega potwierdzeniu poprzez uzyskanie następujących certyfikatów:

- certyfikat zgodności projektowej – wydawany po opracowaniu projektu budowlanego, a przed zawiadomieniem o zamierzonym terminie rozpoczęcia robót budowlanych (wydawany bezterminowo)
- certyfikat dopuszczenia do eksploatacji – wydawany po zakończeniu budowy, jednak nie później niż na 30 dni przed planowanym dniem pierwszego wprowadzenia do sieci, na podstawie udzielonej koncesji, energii elektrycznej wytworzonej z MFW lub jej części, potwierdzający zgodność procesu budowy z projektem budowlanym oraz certyfikatem zgodności projektowej (wydawany na okres nie dłuższy niż 5 lat)
- certyfikat bezpieczeństwa eksploatacji – wydawany przed dniem upływu ważności certyfikatu dopuszczenia do eksploatacji, jednak nie wcześniej niż na 3 miesiące przed upływem jego ważności, potwierdzający kompletność i poprawność dokumentacji w zakresie należytego utrzymania i serwisowania (wydawany na okres nie dłuższy niż 5 lat i wymaga odnowienia nie wcześniej niż na 3 miesiące przed upływem terminu ważności certyfikatu bezpieczeństwa eksploatacji).

Certyfikaty są wydawane przez tzw. uznane organizacje, których wykaz prowadzi minister właściwy do spraw gospodarki morskiej (aktualnie Minister Infrastruktury). Na dzień wydania niniejszego przewodnika w wykazie znajdują się cztery podmioty: Bureau Veritas Certification z siedzibą w Paryżu (Francja); Polski Rejestr Statków S.A. z siedzibą w Gdańsku; Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH z siedzibą w Hamburgu (Niemcy) i DNV Renewables Certification GmbH z siedzibą w Hamburgu (Niemcy).

Uznana organizacja w zakresie niezbędnym do wydawania certyfikatów pełni czynności nadzorcze nad spełnianiem wymagań określonych w wydanych certyfikatach dla MFW lub jej części lub zespołu urządzeń.

2.4. Pozwolenie na budowę

Inwestor będący w posiadaniu ostatecznego PSZW oraz DŚU może przejść do kolejnego etapu niezbędnego do realizacji inwestycji polegającej na budowie oraz eksploatacji MFW, 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, ze względu na to,

The compliance of the OWF and the set of devices for power evacuation with the requirements for: structural and construction safety in terms of strength, load-bearing capacity and stability, fire safety, operational safety, environmental protection, operating conditions appropriate to the purpose of the various types of equipment and structures or installations included in the OWF, shall be confirmed by obtaining the following certificates:

- certificate of design compliance – issued after the development of the construction project and before the notification of the intended date of commencement of construction work (issued indefinitely)
- certificate of release for operation – issued upon completion of construction, but no later than 30 days before the planned date of first introduction to the grid, under the granted license, of electricity generated from the OWF or its parts, confirming compliance of the construction process with the construction project and the certificate of design compliance (issued for a period of no more than 5 years)
- safety of operation certificate – issued before the expiration date of the certificate of approval for operation, but not earlier than 3 months before its expiration, confirming the completeness and correctness of the documentation for proper maintenance and servicing (issued for a period of not more than 5 years and requires renewal not earlier than 3 months before the expiration date of the safety of operation certificate).

Certificates are issued by so-called recognized organizations, a list of which is maintained by the minister in charge of maritime affairs (currently the Minister of Infrastructure) – as of the date of this guide, four entities are listed: Bureau Veritas Certification, based in Paris, France, Polski Rejestr Statków S.A., based in Gdansk, Poland Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH, based in Hamburg, Germany, and DNV Renewables Certification GmbH, based in Hamburg, Germany.

The recognized organization, to the extent necessary for the issuance of certificates, performs supervisory activities over the fulfillment of the requirements specified in the issued certificates for the OWF or its part or set of equipment.

2.4. 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

że są one uznawane za przedsięwzięcia wymagające przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko, aby je zrealizować, obowiązkowo należy uzyskać pozwolenie na budowę¹¹².

Organem administracji architektoniczno-budowlanej pierwszej instancji właściwym do wydania pozwolenia na budowę dla inwestycji polegającej na budowie MFW oraz infrastruktury przyłączeniowej znajdującej 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 ekonomicznej¹¹³.

Co do zasady pozwolenie na budowę obejmuje całe zamierzenie budowlane, niemniej jednak nie ma obowiązku realizowania projektu inwestycyjnego w całości za jednym razem¹¹⁴. 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 przeznaczeniem¹¹⁵. 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 budowlane¹¹⁶.

Jakkolwiek wydaje się, że również przedsięwzięcia polegające na budowie MFW mogą podlegać etapowaniu, to w praktyce kluczowe będzie dokonanie prawidłowego podziału zamiaru budowlanego na odpowiednie części mogące samodzielnie funkcjonować zgodnie z ich przeznaczeniem. Przeznaczeniem MFW 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 przeznaczeniem¹¹⁷.

¹¹² Art. 29 ust. 6 Prawa budowlanego.

¹¹³ Art. 82 ust. 3 pkt 1 Prawa budowlanego.

¹¹⁴ Kosicki Artur. Art. 33. w: Prawo budowlane. Komentarz aktualizowany [online]. System Informacji Prawnej LEX.

¹¹⁵ Art. 33 ust. 1 Prawa budowlanego.

¹¹⁶ Kosicki Artur. Art. 33. w: Prawo budowlane. Komentarz... op. cit.

¹¹⁷ 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.

they are classified as projects requiring an environmental impact assessment, it is mandatory to obtain a building permit for their execution.¹¹²

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 be the voivode (Pol. *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.¹¹³

As a rule, the building permit embraces the entire construction undertaking, however, there is no obligation to execute the entire project at one time.¹¹⁴ 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.¹¹⁵ 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.¹¹⁶

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 "electricity" 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.¹¹⁷

The investor attaches the plot or land development project and the architectural-construction project (along with all

¹¹² Article 29(6) of the Building Law.

¹¹³ Article 82(3)(1) of the Building Law.

¹¹⁴ Kosicki Artur. Article 33 in: Prawo budowlane. Komentarz aktualizowany [online]. LEX Legal Information System.

¹¹⁵ Article 33(1) of the Building Law.

¹¹⁶ Kosicki Artur. Article 33. in: Prawo budowlane. Komentarz... op. cit.

¹¹⁷ As stated e.g. by the Supreme Administrative Court in its judgment of April 11, 2018. II OSK 1697/17; the court, however, pointed out that a situation cannot be excluded in which the energy produced will be stored in energy storage facilities, as in such a case the wind power plant could function independently as intended.

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 posiadanym prawie do dysponowania nieruchomością na cele budowlane oraz PSZW¹¹⁸. W przypadku oświadczenia mogą powstać pewne wątpliwości interpretacyjne, nie można bowiem uznać, że obszar morski wyłącznej strefy ekonomicznej, na którym zostanie zlokalizowana MFW, stanowi nieruchomość w rozumieniu Kodeksu cywilnego¹¹⁹. 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.

Ministerstwo Rozwoju w odpowiedzi na interpelację poselską dotyczącą opisanego powyżej problemu wskazało, że dokonując wykładni celowościowej Prawa budowlanego oraz UOM, należy stwierdzić, że pozwolenie na wzniesienie 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 budowlane¹²⁰.

Jeżeli projekt budowlany jest kompletny, posiada wszystkie niezbędne opinie oraz uzgodnienia, jest zgodny z przepisami (również techniczno-budowlanymi), jest zgodny z ustaleniami zawartymi w PSZW, 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 MFW. Do postępowań tych ustawa zalicza m.in. postępowania w przedmiocie wydania pozwolenia na budowę.

¹¹⁸ Art. 33 ust. 2 Prawa budowlanego.

¹¹⁹ Art. 45 ustawy z 23 kwietnia 1964 r. Kodeks cywilny (t.j. Dz.U. z 2020 r., poz. 1740 z późn. zm.).

¹²⁰ 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.

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, structures and equipment in Polish maritime areas.¹¹⁸ In case of the statement some "interpretational" 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.¹¹⁹ 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."

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 UOM, 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."¹²⁰

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

¹¹⁸ Article 33(2) of the Building Law.

¹¹⁹ Article 45 of the Act of April 23, 1964, Civil Code (i.e., Journal of Laws 2020, item 1740 as amended).

¹²⁰ Response of the Undersecretary of State at the Ministry of Infrastructure and Development – under the authority of the Minister – dated June 20, 2014, to interpellation No. 26476 on the conditions for obtaining a construction permit for offshore wind farms.

Grupa Orlen to największy koncern multienergetyczny w Europie Środkowo-Wschodniej. Projekt Baltic Power jest realizowany przez Orlen od roku 2018, a w związku z potrzebą pozyskania na odpowiednim etapie partnera branżowego z praktycznym doświadczeniem w morskiej energetyce wiatrowej doszło do wspólnego przedsięwzięcia Grupy Orlen i Northland Power. Dla obu udziałowców morska energetyka wiatrowa to jeden z głównych obszarów rozwoju projektów zeroemisyjnych. Northland Power jako globalny gracz w sektorze energii odnawialnej posiada portfel aktywów produkujących czystą energię o mocy ponad 3,0 GW, w tym 1,2 GW w farmach wiatrowych na Morzu Północnym. Projekt Baltic Power pozwala na poszerzenie obecności Northland Power w Europie i w Polsce i wpisuje się w plany pozyskania kolejnych 4–5 GW mocy z OZE. Z kolei dla Grupy ORLEN projekt Baltic Power to jeden z filarów strategii ORLEN2030, zakładającej transformację energetyczną firmy w kierunku nisko- i zeroemisyjnym.

Baltic Power jest obecnie najbardziej zaawansowanym projektem offshore w Polsce. Już zostały ustalone kluczowe aspekty przygotowania do zawarcia umowy na dostawę i montaż zasadniczych elementów farmy. Na powierzchni ok. 130 km² farmy Baltic Power stanie 76 turbin firmy Vestas, każda o mocy 15 MW. Wysokość turbin przekroczy 200 metrów, a powierzchnia pracy wirnika każdej z nich to ok. 43 tysiące m². Wśród dostawców nie zabraknie także polskich firm. Zabezpieczona została m.in. umowa rezerwacyjna na projektowanie, produkcję i instalację morskich oraz lądowych kabli eksportowych. Inwestycja pochłonie 355 km kabli, z czego 130 km to tzw. kable wewnętrzne łączące turbiny ze stacjami odbiorczymi na morzu. Pozostała część posłuży do wyprowadzenia mocy na liczącym 39 km odcinku łączącym stacje morskie z lądową. Za projekt i produkcję morskiego kabla eksportowego odpowiadać będzie NKT. Z kolei kable wewnętrzne oraz eksportowe na odcinku lądowym dostarczy Telefonika Kable wspólnie z JDR Cable Systems. Konsorcjum GE i ENPROM odpowie za projekt, budowę oraz dostarczenie komponentów lądowej stacji elektroenergetycznej. Natomiast fundamenty turbin to ważące do 2,4 tys. ton i mierzące do 120 m wysokości stalowe pale, które dostarczy Steelwind Nordenham. Jesteśmy w trakcie organizowania finansowania projektu w strukturze project finance i wyboru instytucji, które będą finansowały budowę farmy. Zgodnie z harmonogramem budowa farmy rozpocznie się w 2024 i zakończy w 2026 r.

Rozwój morskiej energetyki wiatrowej jest możliwy tylko w sprzyjających warunkach legislacyjnych. W Polsce punktem zwrotnym było uchwalenie tzw. ustawy offshore wind. Kolejne zmiany z końca 2022 r. to powiązanie wsparcia projektów w ramach kontraktów różnicowych (CdD) z kursem walutowym, które przyczynią się do poprawy ekonomiki projektów. Dla dalszego rozwoju sektora konieczna jest aktualizacja PEP2040, czyli strategii energetycznej Polski do 2040 r. Niezbędne jest m.in. odpowiednie zaplanowanie wyprowadzenia mocy z morskich farm wiatrowych. Obecnie realizowany przez PSE Plan Rozwoju Sieci Przesyłowej do 2032 r. nie zapewnia odpowiedniego zabezpieczenia wyprowadzenia mocy dla projektów II fazy rozwoju, czyli realizowanych do 2040 r. zwłaszcza w obrębie Ławicy Odrzańskiej. Ważne jest także ujednoczenie w aktualizowanej PEP2040 planowanej mocy morskich farm z planem rozwoju Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.



Anna Girek

CFO, członek zarządu, Northland Power Polska Sp. z o.o.

CFO, Board Member, Northland Power Polska Sp. z o.o.

Orlen Group is the largest multi-utility company in Central and Eastern Europe. The Baltic Power project has been implemented by Orlen since 2018, and a joint venture between Orlen Group and Northland Power was established due to the need to attract an industry partner with practical experience in offshore wind energy at the right stage. For both shareholders, offshore wind energy is one of the main areas for the development of zero-emission projects. Northland Power, as a global player in the renewable energy sector, has a portfolio of clean energy producing assets of over 3.0 GW, including 1.2 GW in wind farms in the North Sea. The Baltic Power project allows Northland Power to expand its presence in Europe and Poland and is part of its plans to procure a further 4–5 GW of RES power. For the ORLEN Group, in turn, the Baltic Power project is one of the pillars of the ORLEN2030 strategy, which assumes the company's energy transformation towards low- and zero-emissions.

Baltic Power is currently the most advanced offshore project in Poland. Contracts for the supply and installation of essential elements of the farm have already been concluded, which is crucial from the point of view of preparing for construction. Baltic Power will have 76 Vestas turbines, each with a capacity of 15 MW, on an area of approximately 130 km². The height of the turbines will exceed 200 meters and the rotor area of each turbine is approximately 43,000 m². Polish companies will also be among the suppliers. Among others, a reservation agreement for the design, manufacture and installation of offshore and onshore export cables has been secured. The investment will take 355 km of cables, 130 km of which are so-called internal cables connecting the turbines to receiving stations at sea. The remainder will be used to derive power on a 39 km long section connecting the offshore and onshore stations. NKT will be responsible for the design and manufacture of the offshore export cable. In turn, the internal and export cables for the onshore section will be supplied by Telefonika Kable together with JDR Cable Systems. A consortium of GE and ENPROM will be responsible for the design, construction and delivery of the onshore substation components. The turbine foundations, on the other hand, are steel piles weighing up to 2,400 tones and measuring up to 120 m in height, which will be supplied by Steelwind Nordenham. We are in the process of arranging project finance and selecting the institutions that will finance the construction of the farm. According to the schedule, construction of the farm will start in 2024 and be completed in 2026.

The development of offshore wind energy is only possible under favorable legislative conditions. In Poland, the passing of the so-called Offshore Wind Act was a turning point. Further changes at the end of 2022 are the linking of project support under contracts for difference (CdD) to the exchange rate, which will help to improve the economics of projects. For further development of the sector, it is necessary to update PEP2040, Poland's energy strategy until 2040. Among other things, it is necessary to adequately plan the power output from offshore wind farms. The Transmission Grid Development Plan until 2032 currently implemented by PSE does not provide adequate provision for power evacuation for the projects of the second phase of development, i.e. those to be implemented by 2040, especially within the Odra Bank. It is also important to unify the planned capacity of offshore wind farms with the development plan of the National Grid System in the updated PEP2040.

Pozwolenie na budowę wydane w celu realizacji inwestycji polegającej na budowie oraz utrzymywaniu MFW wydaje się w terminie 90 dni od dnia złożenia wniosku o wydanie takiej decyzji, natomiast termin na rozpatrzenie odwołania wynosi 60 dni od dnia jego wpływu¹²¹.

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 MFW wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.

Pozwolenie na budowę wydane dla MFW 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 wygasa¹²². 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.

2.5. Infrastruktura przesyłowa

Ułożenie oraz utrzymywanie kabli podmorskich stanowiących część infrastruktury przyłączeniowej łączącej MFW 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 ekonomicznej¹²³.

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 morskiej¹²⁴. Wydanie pozwolenia oraz uzgodnień poprzedzone jest procedurą opiniowania przez ministrów właściwych do spraw: aktywów państwowych, energii, gospodarki,

¹²¹ Art. 76 ust. 2 oraz ust. 5 Ustawy MFW.

¹²² Art. 37 ust. 1 Prawa budowlanego.

¹²³ Art. 26 ust. 1 oraz art. 27 ust. 1 UOM.

¹²⁴ Ibidem, art. 26 ust. 2 oraz art. 27 ust. 1.

submission of an application for the issuance of such decision, whereas the deadline for the examination of the appeal is 60 days of the date of its receipt.¹²¹

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.¹²² 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.

2.5. 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.¹²³

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.¹²⁴ The issuance of the permit and approval is preceded by the procedure of issuing opinions 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

¹²¹ Art 76 (2) and (5) of the OWF Act.

¹²² Article 37(1) of the Building Law.

¹²³ Articles 26(1) and 27(1) of the UOM.

¹²⁴ Ibid, Articles 26(2) and 27(1).

klimatu, kultury i ochrony dziedzictwa narodowego, rybołówstwa, środowiska, geologii, gospodarki wodnej, wewnętrznych oraz Ministra Obrony Narodowej, a w przypadku zespołu urzędzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu Ustawy MFW – również Szefa Agencji Bezpieczeństwa Wewnętrznego. Ponadto w procedurze opinowania dla kabli zlokalizowanych na obszarach morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego uczestniczy właściwy wójt, burmistrz albo prezydent miasta (jeżeli przewiduje się przebieg kabli na odcinku lądowym)¹²⁵.

Co istotne, aby uzyskać pozwolenie i uzgodnienie, wnioskodawca musi wcześniej uzyskać wstępne warunki przyłączenia albo warunki przyłączenia, albo umowy o przyłączenie do sieci dla MFW, z której wyprowadzana będzie moc za pomocą zespołu urzędzeń służących do wyprowadzenia mocy.

Zarówno w pozwoleniu, jak i uzgodnieniu ustalana jest lokalizacja kabli oraz sposoby/warunki ich utrzymywania. Pozwolenie oraz uzgodnienie są wydawane na okres od dnia, w którym decyzja stała się ostateczna, do upływu 30 lat od dnia, w którym rozpoczęto wykorzystanie MFW, z której wyprowadzana jest moc za pomocą tego zespołu urzędzeń (po upływie tego okresu istnieje możliwość przedłużenia 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 i uzgodnienie wygaśnie, jeżeli inwestor nie rozpocznie układania kabli w ciągu 10 lat od uzyskania ostateczności przynajmniej decyzji lub nie wykorzysta ich w ciągu 15 lat. Stwierdzenie wygaśnięcia następuje w drodze decyzji¹²⁶.

W przypadku pozwolenia oraz uzgodnienia na układanie i utrzymywanie kabli odpowiednie zastosowanie znajdują niektóre przepisy regulujące wydawanie PSZW. 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. Natomiast w przypadku pozwoleń dotyczących infrastruktury przesyłowej nie wnosi się opłaty dodatkowej w wysokości stanowiącej 1% wartości planowanego przedsięwzięcia¹²⁷.

¹²⁵ Ibidem, art. 26 ust. 2 oraz art. 27 ust. 1.

¹²⁶ Ibidem, art. 26 ust. 5-6 oraz art. 27 ust. 1a.

¹²⁷ Ibidem, art. 26 ust. 4 oraz art. 27 ust. 1a.

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/municipality (Pol. *gmina*), mayor or town president (if the cable is planned to run through a land section).¹²⁵

Importantly, in order to obtain a permit and approval, the applicant must first obtain either preliminary connection conditions or grid connection agreements for the OWF from which the power will be evacuated through a set of power output devices.

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 30 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 made 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.¹²⁶

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 in the amount of 1% of the value of the planned project is required.¹²⁷

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

¹²⁵ Ibid, Articles 26(2) and 27(1).

¹²⁶ Ibid, Articles 26(5)-(6) and 27(1a).

¹²⁷ Ibid, Articles 26(4) and 27(1a).

Aukcje dla MFW

3.1. Terminy i moce

Organizacja aukcji została powierzona Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki. Co istotne, daty przeprowadzenia aukcji w pierwszym okresie zostały ustalone ogólnie, jak również określono maksymalną łączną moc zainstalowaną MFW, którym może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda. Aukcje odbędą się w następujących latach:

- 2025 r. – na wolumen mocy zainstalowanej elektrycznej do 2,5 GW
- 2027 r. – również na wolumen mocy zainstalowanej elektrycznej do 2,5 GW, z tym zastrzeżeniem, że jeśli w 2025 r. wygrane oferty nie wyczerpały całego oferowanego podczas aukcji wolumenu mocy zainstalowanej elektrycznej, wówczas zaistniała różnica powiększa wolumen mocy oferowany w 2027 r.
- 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.

Jednocześnie przewiduje się, że aukcje będą mogły zostać przeprowadzone również w innych latach niż wyżej wskazane, począwszy od 2029 r., jeśli w drodze rozporządzenia decyzyjnie Rada Ministrów. Ponadto Rada Ministrów w przypadkach określonych w ustawie z 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, w drodze rozporządzenia, może obniżyć wielkość maksymalnej mocy elektrycznej MFW przewidzianej na aukcje w latach 2025 i 2027.

Warto zauważyć, że zgodnie z aktualnie procedowaną zmianą przepisów przewiduje się zwiększenie częstotliwości aukcji i wolumenów MFW, dla których będzie mogło być przyznane prawo do ujemnego salda. W przypadku przyjęcia tych zmian, aukcje mają zostać przeprowadzone w latach 2025, 2027, 2029 i 2031, a łączna maksymalna moc zainstalowana, dla której będzie mogło być przyznane prawo do ujemnego salda w aukcjach, wyniesie 12 GW.

Zagwarantowanie przeprowadzenia aukcji w określonych terminach wraz ze wskazaniem wolumenów mocy zainstalowanej elektrycznej MFW, którym może zostać przyznane wsparcie, ma zachęcić inwestorów do podejmowania przemyślnych decyzji inwestycyjnych.

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.

Auctions for the OWF

3.1. Deadlines and capacities

The organization of auctions was entrusted to the President of the Energy Regulatory Office (URE). Importantly, the dates for holding the auctions in the first period have been pre-established, as well as the maximum total installed capacity of OWFs that may be granted the right to cover the negative balance. The auctions will take place in the following years:

- 2025 – for the volume of installed capacity up to 2.5 GW
- 2027 – for the volume of installed capacity up to 2.5 GW as well, with a reservation that if in 2025 the winning bids did not exhaust the entire volume of installed electric capacity offered during the auction, then the difference increases the volume of capacity offered in 2027
- 2028 – the auction will be held if the volume of capacity offered in 2027 has not been used in its entirety, and if the unused volume of capacity is at least 500 MW.

At the same time, it is expected that the auctions will also be able to be held in other years than those indicated above, starting from 2029, if the Council of Ministers decides by regulation to hold them. In addition, the Council of Ministers, in the cases specified in the Law of December 17, 2020 on the Promotion of Electricity Generation in Offshore Wind Farms, by means of a regulation, may reduce the size of the maximum OWF electric power capacity provided for the auctions in 2025 and 2027.

It is worth noting that, according to the currently pending amendment to the regulations, it is expected that the frequency of auctions and the volumes of OWFs for which the right to a negative balance will be allowed will be increased. If these amendments are adopted, auctions are to be held in 2025, 2027, 2029 and 2031, and the total maximum installed capacity for which the right to negative balance can be granted in auctions will be 12 GW.

The guarantee that auctions will be held on specific dates, along with an indication of the volumes of installed OWF electric capacity for which support may be granted, is expected to encourage investors to make informed decisions.

3.2. Zawartość wniosku i dopuszczenie do aukcji

Gotowe do budowy projekty morskiej energetyki wiatrowej mogą brać udział w aukcji, jeżeli:

- posiadają zaświadczenie o dopuszczeniu do udziału w aukcji oraz
- posiadają ustanowione zabezpieczenie w postaci: (i) kaucji w wysokości 60 PLN (około 14 EUR) za 1 kW mocy lub (ii) równoważnej gwarancji bankowej lub ubezpieczeniowej.

Uzyskanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji poprzedza procedura prekwalfikacji prowadzona przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Inwestorzy powinni wykazać, że posiadają instalacje gotowe do budowy, tj. że spełnione są następujące kryteria:

- projekt posiada wstępne warunki przyłączenia albo zawartą umowę o przyłączenie
- projekt posiada prawomocne pozwolenie na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich
- projekt posiada decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach
- przedstawiony został harmonogram rzeczowo-finansowy realizacji budowy MFW wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, zapewniający wytworzenie i wprowadzenie do sieci energii elektrycznej z MFW
- dołączony został plan łańcucha dostaw materiałów i usług
- ustanowione zostało zabezpieczenie
- przedstawiony został schemat elektryczny (jednokreskowy) MFW oraz zespołu urządzeń służących do wyprowadzania mocy oraz
- przedłożono mapę potwierdzającą, że lokalizacja farmy wiatrowej odpowiada granicom obszaru określonego w załącznikach nr 1 lub 2 do ustawy.

Ponadto do wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji wytwórca załącza 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.

Po spełnieniu kryteriów prekwalfikacji Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydaje zaświadczenie o dopuszczeniu do udziału w aukcji w ciągu 45 dni. Zaświadczenie to pozostaje ważne przez 36 miesięcy od jego wydania.

3.3. Przebieg i rozstrzygnięcie aukcji

Data aukcji jest ogłaszana przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nie później niż 6 miesięcy przed dniem jej rozpoczęcia. Ze względu na ograniczoną podaż projektów wszystkie MFW, niezależnie od ich parametrów technicz-

3.2. Content of the application and admission to the auction

Ready-to-build offshore wind projects may participate in the auction if they:

- have a certificate of admission to the auction, and
- have established security in the form of: (i) a deposit of PLN 60 (around EUR 14) 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
- the project has an environmental decision issued
- the material and financial schedule for the execution of the construction of an OWF, together with a set of power output devices, ensuring the generation and injection of electricity from the OWF into the grid, has been 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.

The generator 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 to the application for issuance of the certificate of admission to the auction.

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. Its validity period is 36 months.

3.3. Auction procedure and result

The date of the auction is announced by the President of the URE no later than 6 months before the date of the auction. Due to the limited supply of projects, all OWFs, regardless of their technical parameters, will compete in one auction basket. The participant shall submit a bid including:

nych, rywalizować będą w jednym koszyku aukcyjnym. Licytujący składa ofertę obejmującą:

- szacunkową ilość energii elektrycznej wyrażoną w MWh, jaką planuje wytworzyć w MFW i wprowadzić do sieci w celu uzyskania pokrycia ujemnego salda, a także
- cenę wyrażoną w PLN/MWh, po której licytujący zgodzą się sprzedawać energię elektryczną na podstawie kontraktu różnicowego.

Wsparcie jest przyznawane wytwórcom oferującym najniższą cenę energii elektrycznej wytworzonej w MFW. Jeżeli kilku oferentów oferuje tę samą najniższą cenę energii elektrycznej, decyduje kolejność złożonych ofert. Oferty zwycięskich wytwórców nie mogą łącznie przekraczać 100% łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej MFW określonej w ogłoszeniu o aukcji dla danego miejsca przyłączenia lub grupy miejsc przyłączenia i 90% łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej MFW objętej wszystkimi ofertami dla danego miejsca przyłączenia lub grupy miejsc przyłączenia. Ten drugi pułap ma na celu zagwarantowanie konkurencyjności ofert nawet przy niewielkiej liczbie projektów, tj. co najmniej trzech.

Przewidziany został również mechanizm regulujący sytuację, w której następna w kolejności oferta z najniższą ceną energii elektrycznej przekracza pozostałą do wykorzystania moc zainstalowaną elektryczną objętą aukcją. Przy łącznym spełnieniu określonych ustawowo warunków taka oferta w dalszym ciągu może wygrać i zagwarantować prawo do pokrycia ujemnego salda, pomimo przekroczenia mocy zainstalowanej elektrycznej przewidzianej dla danej aukcji. Wówczas wielkość mocy zainstalowanej, o którą przekroczony został limit aukcyjny, pomniejsza maksymalną moc zainstalowaną elektryczną, w odniesieniu do której uzyskać można prawo do pokrycia ujemnego salda w kolejnej aukcji.

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki niezwłocznie po zamknięciu sesji aukcji podaje do publicznej wiadomości i aktualizuje na swojej stronie internetowej informacje o:

- wynikach aukcji, tj. m.in. wytwórcach, których oferty wygrały aukcję, cenach tych ofert, mocy zainstalowanej elektrycznej poszczególnych MFW objętych tymi ofertami oraz planowanych datach pierwszego wytworzenia energii elektrycznej albo o
- przyczynach unieważnienia aukcji.

Aukcję można unieważnić tylko wtedy, gdy wszystkie oferty zostały odrzucone lub nie można jej było przeprowadzić z przyczyn technicznych.

Wytwórca, którego oferta wygrała aukcję, w terminie 60 dni od dnia otrzymania informacji o wynikach aukcji przedkłada Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki zweryfikowaną przez biegłego rewidenta analizę finansową inwestycji w zakresie MFW ze wskazaniem oczekiwanej wewnętrznej stopy zwrotu z tej inwestycji.

- the estimated amount of energy, expressed in MWh, that is planned to be generated at the OWF and injected into the grid in order to cover the negative balance; and
- price expressed in PLN/MWh at which the participant agrees to sell energy under a contract for difference.

Support is granted to producers offering the lowest price for energy generated at the OWF. If several participants offer the same lowest electricity price, the order of submitting bids shall be decisive. The bids of the winning producers may 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. The latter ceiling is intended to guarantee the competitiveness of bids even for a small number of projects, i.e. at least three projects.

A mechanism has also been provided to regulate the situation in which the next highest bid with the lowest electricity price exceeds the remaining installed electrical capacity covered by the auction. With the combined fulfillment of the statutory conditions, such a bid can still win and guarantee the right to cover the negative balance, despite exceeding the installed electrical capacity provided for the auction. Then the volume of installed capacity by which the auction limit was exceeded reduces the maximum installed electrical capacity for which the right to cover the negative balance can be obtained in the next auction.

The President of the URE immediately after the closing of the auction session will inform the general public and update the following information on the office's website:

- the results of the auction, i.e., among other things, the generators whose bids won the auction, the prices of those bids, the installed electrical capacity of the individual OWFs covered by those bids and the planned dates of the first generation of electricity, or
- reasons for invalidation of the auction.

The auction may be cancelled only if all bids were rejected or the auction could not be held for technical reasons.

The producer, whose bid won the auction, within 60 days from the date of receipt of information on the results of the auction, shall submit to the President of the URE a financial analysis of the OWF investment, verified by an auditor, with an indication of the expected internal rate of return on this investment.

4.1. Koncesja na wytwarzanie energii

Wytworzenie i wprowadzenie energii elektrycznej do sieci musi odbywać się w oparciu o uzyskaną przez wytwórcę koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej. Uzyskanie koncesji na wytwarzania energii elektrycznej z MFW odbywa się zasadniczo na tych samych warunkach określonych w Prawie energetycznym, które dotyczą lądowych farm wiatrowych oraz pozostałych instalacji OZE (więcej na temat uzyskiwania koncesji oraz jej promesy w części B).

W przypadku MFW warto zwrócić uwagę, że przy składaniu wniosku o udzielenie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w MFW, a następnie w całym okresie wsparcia, na wytwórcy spoczywa obowiązek regularnego, tj. raz do roku, informowania Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o nieudzieleniu pomocy inwestycyjnej bądź podania wartości tej pomocy i adekwatnego przeliczenia ceny skorygowanej. Za złożenie nieprawdziwego oświadczenia grozi sankcja karna oraz dodatkowo administracyjna kara pieniężna za nieterminowe przedłożenie Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki wymaganych oświadczeń.

Istotną okolicznością w ramach koncesji dla MFW jest również obowiązek wnoszenia dodatkowej opłaty koncesyjnej. MFW nie podlegają opodatkowaniu podatkiem od nieruchomości, którego uiszczanie jest obowiązkowe w przypadku technologii OZE rozwijanych na lądzie. Z tego względu ustawodawca przewidział postanowienia nakładające na morskich wytwórców dodatkową opłatę koncesyjną.

Opłata wnoszona jest wraz z dotychczasową opłatą koncesyjną wyliczoną zgodnie z art. 34 ust. 2 Prawa energetycznego.

Podstawę opłaty dodatkowej stanowi moc zainstalowana danej MFW, a obliczana jest jako iloczyn mocy zainstalowanej elektrycznej MFW wyrażonej w MW oraz odpowiedniego współczynnika określonego w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 34 ust. 6 ustawy Prawa energetycznego.

Wysokość przedmiotowego współczynnika wynosi obecnie 23 000 PLN/MW i została określona w rozporządzeniu Rady Ministrów z 12 października 2021 r. w sprawie opłaty koncesyjnej¹²⁸.

4.2. Sprzedaż energii

Podstawowym obowiązkiem wytwórcy, który uzyskał decyzję Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o przyznaniu prawa do pokrycia ujemnego salda (I faza systemu wsparcia) lub wygrał aukcję na sprzedaż energii elektrycznej

¹²⁸ Dz.U. z 2021 r., poz. 1938.

4.1. Concession for the generation of energy

The generation and injection of electricity into the grid must be done on the basis of a concession for power generation obtained by the generator. Obtaining a concession for the generation of electricity from an OWF generally follows the same conditions set forth in the Energy Law that apply to onshore wind farms and other RES installations (more on obtaining a concession and its promise in Part B).

In the case of offshore wind farms, it is worth noting that when applying for a license to generate electricity in an offshore wind farm, and then throughout the entire period of support, it is the generator's responsibility to regularly, i.e. once a year, inform the President of the URE that investment aid has not been granted, or to provide the value of this aid and recalculate the adjusted price accordingly. There is a penal sanction for making a false statement, and additionally an administrative fine for failure to timely submit the required statements to the President of the URE.

The obligation to pay an additional concession fee is also an important consideration under the OWF concession. OWFs are not subject to property tax, the payment of which is mandatory for RES technologies developed on land. For this reason, the lawmakers have provided provisions imposing an additional concession fee on offshore generators.

The fee is paid together with the existing concession fee calculated in accordance with Article 34(2) of the Energy Law.

The basis of the additional fee is the installed capacity of a given OWF, and it is calculated as a product of the installed electrical capacity of the OWF expressed in MW and an appropriate coefficient specified in the executive regulations issued pursuant to Article 34(6) of the Energy Law.

The amount of the coefficient in question is currently PLN 23,000/MW and has been specified in the Regulation of the Council of Ministers of October 12, 2021 on the concession fee.¹²⁸

4.2. Sales of energy

The primary obligation of a generator who has 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 has won the auction for the sale of electricity (the

¹²⁸ Journal of Laws 2021, item 1938.

(II faza systemu wsparcia) jest wytworzenie i wprowadzenie do sieci po raz pierwszy energii elektrycznej wytworzonej w MFW w terminie 7 lat, odpowiednio, od dnia wydania przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki decyzji zmieniającej (tj. decyzji ustalającej cenę stanowiącą podstawę do rozliczenia ujemnego salda) lub od dnia zamknięcia sesji aukcji. W obu przypadkach wytwórca powinien już posiadać koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej.

Istnieje również możliwość wydłużenia terminu spełnienia powyższego obowiązku. W odniesieniu do pierwszej fazy systemu wsparcia wytwórca może złożyć wniosek do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o wydłużenie siedmioletniego terminu na pierwsze wytworzenie energii elektrycznej w następujących sytuacjach:

- działanie siły wyższej, rozumianej jako zdarzenie lub seria zdarzeń, niezależnych od wytwórcy, których nie mógł on uniknąć lub przezwyciężyć (w tym klęski żywiołowe, wojny, akty terroryzmu, zamieszki itp.)
- naruszenie przez operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego harmonogramu realizacji umowy o przyłączenie o okres, o który ten operator naruszył harmonogram
- zdarzenie, działanie lub zaniechanie osoby trzeciej, będące następstwem okoliczności, za które wytwórca nie ponosi odpowiedzialności.

Do wniosku o wydłużenie terminu wytwórca zobowiązany jest dołączyć m.in. gwarancję bankową lub ubezpieczeniową, której termin obowiązywania przekracza o 3 miesiące okres niezbędny do realizacji inwestycji w wyniku zaistniałych opóźnień (jeśli wniosek dotyczy instalacji, dla której ustanowiono zabezpieczenie w postaci gwarancji bankowej lub ubezpieczeniowej). Wydłużenie terminów następuje o czas niezbędny do realizacji inwestycji, nie dłuższy niż okres wskazany we wniosku oraz czas opóźnień spowodowanych wyżej wskazanymi zdarzeniami i ich skutkami.

Analogiczna możliwość przewidziana została także w przypadku wytwórców korzystających z drugiej fazy systemu wsparcia. Wytwórca, którego oferta wygrała aukcję, może wystąpić do Prezesa URE z wnioskiem o wyrażenie zgody na wydłużenie siedmioletniego terminu na pierwsze wytworzenie i wprowadzenie do sieci energii elektrycznej.

Brak wytworzenia energii elektrycznej w terminach, do których zobowiązał się dany wytwórca, nie powoduje całkowitej utraty wsparcia. Przewiduje się, że w takiej sytuacji prawo do pokrycia ujemnego salda przysługuje wytwórcy, który najpóźniej na 12 miesięcy przed upływem powyższych terminów poinformuje Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki 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 taki wytwórca powinien wytworzyć i wprowadzić do sieci energię elektryczną. Wówczas wsparcie udzielone zostanie jedynie w odniesieniu do ilości energii

second phase of the support system) is to generate and inject into the grid for the first time the electricity generated in the OWF within 7 years, respectively, from the date of issuance by the President of the URE of the amending decision (i.e., the decision setting the price that constitutes the basis for the settlement of the negative balance) or from the date of closing the auction session. In both cases, the generator should already have a concession to generate electricity.

It is also possible to extend the deadline for meeting the above obligation. With regard to the first phase of the support system, a generator may apply to the President of the URE for an extension of the seven-year deadline for the first generation of electricity, in the following situations:

- force majeure, understood as an event or series of events, beyond the generator's control, which it could not avoid or overcome (including natural disasters, wars, acts of terrorism, riots, etc.)
- violation by the transmission system operator or distribution system operator of the schedule for the execution of the connection agreement by the period by which such operator violated the schedule
- event, act or omission of a third party, resulting from circumstances for which the generator is not responsible.

The generator is required to attach to the application for extension of the deadline, among other things, a bank or insurance guarantee, the term of which exceeds by 3 months the period necessary for the implementation of the investment as a result of the delays (if the application relates to an installation for which security in the form of a bank or insurance guarantee has been established). The extension of deadlines shall be by the time necessary for the implementation of the investment, not exceeding the period indicated in the application and the time of delays caused by the aforementioned events and their consequences.

An analogous possibility is also provided for generators benefiting from the second phase of the support system. A generator whose bid won the auction may apply to the President of the URE for permission to extend the seven-year deadline for the first generation and injection of electricity into the grid.

Failure to generate energy within the deadlines committed to by the generator in question does not result in a complete loss of support. In such a situation, the right to cover the negative balance shall be granted to the generator who, no later than 12 months before the expiration of the above deadlines, informs the President of the URE of the inability to meet the obligation to generate and inject electricity into the grid within the specified deadlines. Then, within 24 months of the expiration of these deadlines, such a generator should generate and inject electricity into the grid. Then support will be granted only for the amount of electricity resulting from that part of the OWF's installed capacity for which the generator has obtained a license.

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 Urzędu Regulacji Energetyki lub Prezes Urzędu Regulacji Energetyki realizuje gwarancję bankową lub ubezpieczeniową w odniesieniu do kwoty odpowiadającej tej części mocy zainstalowanej elektrycznej MFW, dla której wytwórca nie uzyskał koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w terminie – chyba że wytwórca wykaże, że niespełnienie zobowiązania nastąpiło na skutek okoliczności, za które nie ponosi odpowiedzialności.

In the event that the generator fails to meet its obligation to generate energy within the statutory deadlines, taking into account their extension, the deposit shall be forfeited to the President of the URE, or the President of the URE shall execute a bank or insurance guarantee in respect of the amount corresponding to that part of the installed capacity of the OWF for which the generator failed to obtain a license to generate energy within the deadline – unless the generator proves that the failure to meet the obligation was due to circumstances for which the generator is not responsible.



**Morska
energetyka wiatrowa**
Uwarunkowania i perspektywy
biznesowe

Offshore wind energy
Business conditions and prospects

1

Finansowe aspekty inwestycji w morską energetykę wiatrową w Europie

1.1. Nakłady inwestycyjne

Nakłady inwestycyjne ponoszone w ramach budowy morskich farm wiatrowych (dalej „MFW”) w naturalny sposób są wyższe niż te, które dotyczą elektrowni lądowych. Wynika to przede wszystkim z trudności związanych z transportem i budową stanowisk, a także wyższą kapitałochłonnością inwestycji w turbiny wykorzystywane na morzu, które dysponują istotnie wyższą mocą niż turbiny obsługujące lądowe elektrownie wiatrowe.

W pierwszym etapie inwestycji ponoszone tzw. koszty DEVEX (development expenses), które dotyczą przede wszystkim przygotowania projektu. W tej fazie inwestor ponosi koszty: badania dna morskiego, przygotowania założeń projektowych i inżynierskich, doradztwa inżynierskiego w zakresie instalacji elektrycznych, pozyskania pozwoleń na prace wykonywane na lądzie, usług prawnych (m.in. w kwestii wsparcia przy zawieraniu umów dotyczących tytułu do gruntu), badań środowiskowych i ekspertyz technicznych, 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 i wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich.

Kolejnym etapem jest właściwa budowa MFW. W jej przypadku mówimy już o wydatkach CAPEX (capital expenditures), które dotyczą takich nakładów, jak: 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:

- Procesy wstępne i badawcze
- Instalacja fundamentów
- Instalacja morskiej stacji elektroenergetycznej
- Instalacja okablowania.

Można podzielić ją na dwa etapy – etap układania kabli na odcinku morskim oraz na odcinku lądowym.

- Instalacja turbin wiatrowych i rozruch
- Budowa lądowej stacji elektroenergetycznej
- Budowa bazy eksploatacyjnej.

Financial aspects of investing in offshore wind energy in Europe

1.1. 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, which have a significantly higher capacity than the turbines used at onshore wind farms.

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:

- Preliminary and survey processes
- Installation of foundations
- Installation of offshore substation
- Installation of cabling.

This can be divided into 2 stages – the stage of laying cables on the offshore section and the onshore section.

- Installation of wind turbines and start-up
- Construction of the onshore substation
- Construction of the operation base.

Tabela 15. 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 estimates)	5
Instalacja / Installing	11
SUMA / Total	100

Źródło: Baker Tilly TPA na podstawie Planów Łańcucha Dostaw MFW udostępnionych przez URE

W tabeli zaprezentowano modelowy podział powyższych kategorii w ramach sumy ponoszonych wydatków inwestycyjnych. Przedstawione dane zawierają uśrednione wartości udziału poszczególnych 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 na dalszą odległość. Wyższe nakłady mogą być uzasadnione, ponieważ obszary morza bardziej oddalone od brzegu 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.

Poziom nakładów inwestycyjnych będzie także zależał od głębokości, na jakiej lokalizowane będą fundamenty, na których montowane będą maszty morskich farm wiatrowych. Im większa głębokość, tym większe skomplikowanie procesu technologicznego związanego z posadowieniem fundamentów, co będzie skutkowało wyższymi nakładami ponoszonymi na wybudowanie MFW.

Innym elementem, który wpływa na wysokość CAPEX oraz produktywność danej farmy, jest stopień zagęszczenia (liczony w MW/km²). Zasadniczo: im większe zagęszczenie, tym mniejszy wydatek przy instalacji, jednak gorsza przyszła produktywność. Wiąże się to z efektem zaburzenia przepływu wiatru, czyli tak zwanym cieniem aerodynamicznym. Średnia gęstość wśród projektów rozwijanych w I fazie wsparcia polskiego rynku offshore wynosi 7,14 MW/km²; z kolei dla projektów rozwijanych w ramach II fazy wsparcia średnia gęstość wynosi 7,99 MW/km².

W kontekście nakładów ponoszonych na zakup turbin obserwuje się ich odwrotną proporcjonalność do mocy zain-

Table 15. 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

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 expenditures required.

The amount of outlays will also depend on the depth at which the foundations on which offshore wind farm masts will be erected will be located. The greater the depth, the greater the complexity of the technological process of laying the foundations, which will result in higher expenditures incurred for the construction of the OWF

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; for projects developed in the second phase of support, on the other hand, the average density is 7.99 MW/km².

In the context of costs incurred for purchase of turbines, an inverse proportionality of costs to the installed capacity is

stalowanej. Im większa moc instalowanej turbiny, tym niższy wysokość poniesionych nakładów w przeliczeniu na 1 MW.

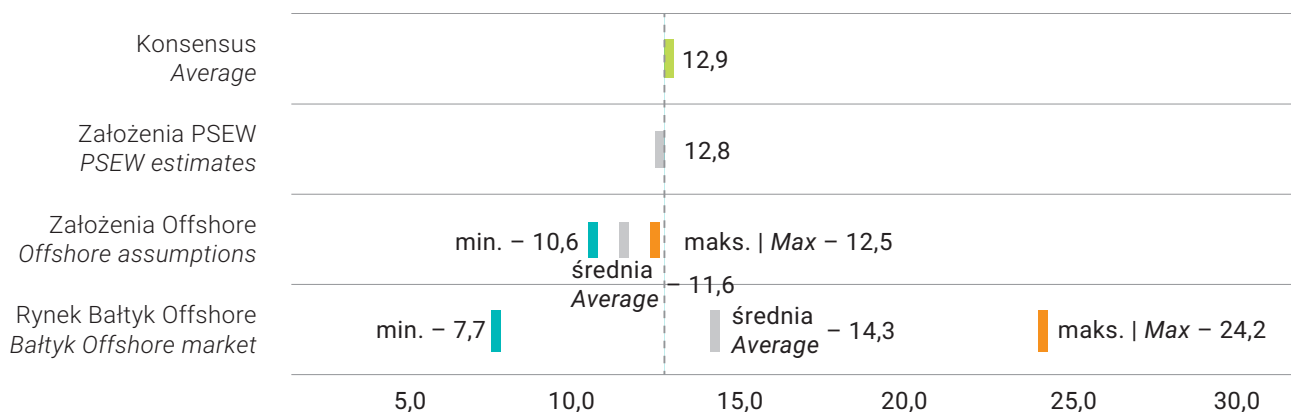
Dla celów naszej analizy zebraliśmy informacje na temat wielkości poniesionych lub planowanych wydatków inwestycyjnych na budowę MFW na Bałtyku. Skorzystaliśmy z 3 głównych źródeł informacji, którymi są:

- szacunki Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej (dalej na wykresie jako „Założenia PSEW”) w zakresie średniej bieżącej wartości nakładów na wybudowanie 1 MW mocy morskiej farmy wiatrowej na polskich obszarach Morza Bałtyckiego
- szacunki CAPEX z raportów deweloperów dla MFW mających rozpocząć produkcję energii elektrycznej na Bałtyku w latach 2024–2026 (dalej na wykresie jako „Założenia Offshore”)
- nakłady poniesione historycznie na wybudowanie wybranych MFW na Morzu Bałtyckim funkcjonujących od 2010 r. na obszarach innych państw (Niemcy, Dania, Szwecja, Finlandia) – wykorzystane jako reprezentatywny przykład dla MFW mających powstać na polskich obszarach morskich (dalej na wykresie jako „Rynek Bałtyk Offshore”).

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.

Wykres 32. Szacowany CAPEX/1 MW dla inwestycji w MFW w Polsce



Źródło: Baker Tilly TPA

Wartości historyczne, zaobserwowane dla farm wiatrowych na wodach Morza Bałtyckiego należących do innych krajów, ograniczono jedynie do farm, które rozpoczęły działalność operacyjną po 2010 r., ze względu na konieczność zachowania spójności i porównywalności, m.in. z powodu dużych

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 3 sources, which are:

- estimates of the Polish Wind Energy Association (in the chart referred to as "PSEW Estimates") of the average present value of the expenditures to build 1 MW of offshore wind farm capacity in the Polish areas of the Baltic Sea
- CAPEX estimates from developers' reports for OWFs scheduled to start generating energy in the Baltic between 2024 and 2026 (referred to as "Offshore Estimates" in the chart)
- Outlays for the construction of selected OWFs in the Baltic Sea operating since 2010 in other countries (Germany, Denmark, Sweden, Finland) – used as a representative example for OWFs to be built in Polish maritime area

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.

Chart 32. Estimated CAPEX/1 MW for OWF Investments in Poland

Source: Baker Tilly TPA

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. This data refers to 7 farms with a total installed capacity of

zmian w technologiach. Dane te dotyczą siedmiu farm o łącznej mocy zainstalowanej 1946 MW. Średni CAPEX tych projektów przeliczony na 1 MW wyniósł ok. 14,3 mln PLN.

Szacunki PSEW oparte są na ekspertyzach oraz badaniach rynkowych, wyrażonych w cenach w 2022 r. Sugerują one CAPEX w wysokości 2,715 mln EUR/MW, co przy założeniu kursu EUR/PLN na poziomie 4,70 daje wartość 12,8 mln PLN/MW mocy zainstalowanej.

Ponadto, szacunek wysokości CAPEX/MW w cenach bieżących dla morskich farm wiatrowych mających powstać na Morzu Bałtyckim (poza polskim obszarem), których czas rozpoczęcia produkcji przewiduje się na lata 2024–2026, znajduje się w przedziale 10,6 mln–12,5 mln PLN/MW. Zwracamy uwagę na fakt, że poziom planowanych nakładów w przeliczeniu na MW maleje w porównaniu z poziomami notowanymi dla farm już istniejących, będąc pochodną postępu technologicznego (m.in. większe turbiny, sprawniejszy proces deweloperski).

Przyjęty przez nas konsensus co do wartości wydatków inwestycyjnych pochodzi ze średniej wynikającej z trzech powyższych źródeł. Tak skalkulowaną wartość CAPEX na 1 MW mocy zainstalowanej na Morzu Bałtyckim szacujemy w 2022 r. w przybliżeniu na 12,9 mln PLN.

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/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/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/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/MW MFW. W standardowym scenariuszu założyliśmy, 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 II fazie mogą zastosować turbiny o mocy 12 MW (np. GE Haliade-X 12) lub nawet 15 MW. Zakładamy, że wykorzystanie turbiny o mocy 12 MW zamiast

1946 MW. The average CAPEX of these projects in million PLN per 1 MW was approximately PLN 14.3 million.

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 EUR/PLN exchange rate of 4.70, gives a value of PLN 12.8 million/1 MW of installed capacity.

Moreover, the estimate of CAPEX/MW in current prices for offshore wind farms to be built in the Baltic Sea (outside Poland's area), which are expected to start production in 2024-2026, is in the range of PLN 10.6-12.5 million/MW. We note that the level of planned outlays per MW is decreasing compared to the levels quoted for existing farms, driven by technological advances (e.g., larger turbines, more efficient development process).

Our value of capital expenditures comes from the average derived from the three sources above. We estimate the CAPEX per MW of installed capacity in the Baltic Sea calculated in this way at approximately PLN 12.9 million in 2022..

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

10 MW pozwoli obniżyć średni poziom CAPEX/MW o ok. 550 tys. PLN/MW.

Warto zwrócić uwagę, że koszty ponoszone na budowę MFW (w szczególności koszty turbin) określone są w euro. To dodaje do inwestycji czynnik ryzyka związany z możliwymi zmianami kursów walutowych w ciągu lat trwania inwestycji. Spojrzenie na Plany Łańcucha Dostaw Materiałów i Usług złożone w Urzędzie Regulacji Energetyki przez przedsiębiorstwa biorące udział w I fazie wsparcia offshore w Polsce pozwala stwierdzić, że planowany udział polskich przedsiębiorstw w łańcuchu dostaw wynosi w przybliżeniu 20–40%.

1.2. 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 rozdziale 5.4, sekcja II. 2. W przypadku I fazy wsparcia, zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska¹²⁹, maksymalna cena za energię elektryczną wytworzoną w MFW i wprowadzoną do sieci, będąca podstawą rozliczenia prawa do pokrycia ujemnego salda, została ustalona na poziomie 319,6 zł/MWh. Będzie ona podlegała corocznej waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego, określonym w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego. Informacja o maksymalnej cenie jest dla inwestorów ważnym sygnałem, który pozwala określić, czy dany projekt inwestycyjny ma szansę na partycypację w systemie wsparcia, i 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 poniższym schemacie przedstawiamy zestaw kluczowych czynników i ich zależności, wpływających na ilość energii wyprodukowanej przez farmę.

¹²⁹ Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z 30 marca 2021 r. w sprawie ceny maksymalnej za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci w PLN za 1 MWh, będącej podstawą rozliczenia prawa do pokrycia ujemnego salda (Dz.U. z 2021 r., poz. 587).

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%.

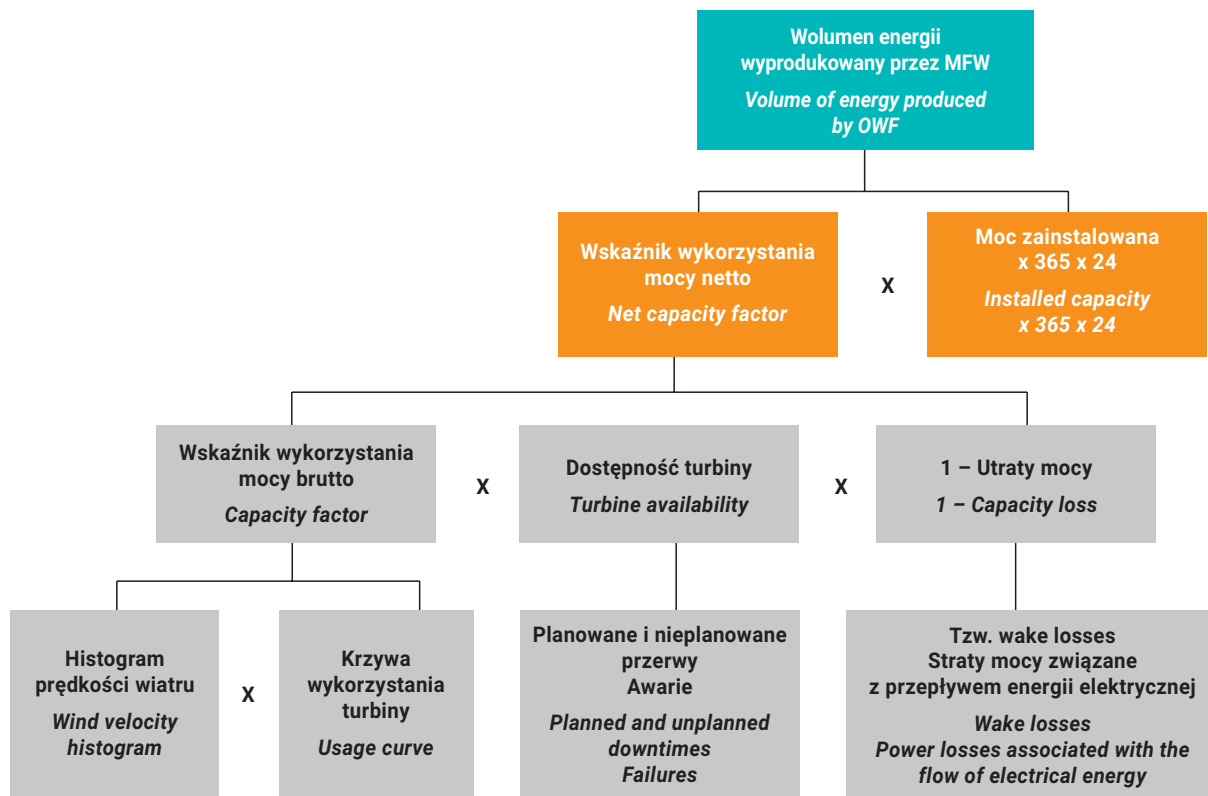
1.2. Factors affecting revenue

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 5.4., section II. 2. With respect to the first phase, according to the Ordinance of the Minister of Climate and Environment,¹²⁹ the maximum price for the 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. It will be subject to annual adjustment by the average annual index of prices of total consumer goods and services from the previous calendar year, as determined by the announcement of the President of the Central Statistical Office (GUS). 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.

¹²⁹ Decree of the Minister of Climate and Environment of March 30, 2021 on the maximum price for electricity generated in an offshore wind farm and injected into the grid in PLN per 1 MWh, which is the basis for the settlement of the right to cover the negative balance (Journal of Laws of 2021, item 587).

Wykres 33. Schemat czynników wpływających na produktywność morskiej farmy wiatrowej



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA

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 większych wysokościach. Analiza danych na temat historii wietrzności oraz możliwości technicznych turbin pozwala stwierdzić, iż statystycznie wskaźnik wykorzystania mocy brutto na Ławicy Słupskiej wynosi 58%, 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 IEA¹³⁰ (International Energy Agency) wskazują, iż średnia historyczna dostępność turbin wynosi 94%. Dostępność ta wynika z planowanych oraz nieplanowanych prac utrzymaniowych, a także napraw awarii.

¹³⁰ IEA Wind, Offshore Wind Energy International Comparative Analysis, X 2018

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 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

IEA¹³⁰ (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.

¹³⁰ IEA Wind, Offshore Wind Energy International Comparative Analysis, X 2018

c) Utraty mocy

Rozpatrywane są one w dwóch ujęciach – wake losses oraz utraty związane z przepływem energii elektrycznej. Wake losses¹³¹ 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, przyjąć 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 jego poziomu wynosi 45% dla Ławicy Słupskiej oraz 46,7% dla Ławicy Środkowej. Zgodnie z szacunkami PSEW dla obszarów objętych planem zagospodarowania przestrzennego polskich obszarów morskich (przyjętym rozporządzeniem Rady Ministrów z 14 kwietnia 2021 r.) wskaźnik wykorzystania mocy waha się w granicach 42,7–47,4% (średnio 45,1%).

Nasza szacunkowa wartość, oparta na dostępnych danych rynkowych dla morskich farm wiatrowych, które rozpoczęły produkcję w 2021 r. oraz planujących rozpocząć produkcję energii elektrycznej w latach 2024–2030, waha się od 45,6% do 49,1%.

Dla celów dalszej analizy przyjmujemy średnią na poziomie 46,3%.

Tabela 16. Wskaźnik wykorzystania mocy netto wybranych farm na Morzu Bałtyckim

Farma / OWF	Wskaźnik wykorzystania mocy netto (%) Net capacity factor (%)
Szacunek PSEW / PSEW estimates	45,1
Szacunek Ławica Słupska / Ławica Słupska estimates	45,0
Szacunek Ławica Środkowa / Ławica Środkowa estimates	46,7
Szacunek Kiregers Flak / Kiregers Flak estimates	49,1
Szacunek: farmy planujące produkcję w latach 2024–2030 OWF planning to produce between 2024 and 2030 estimates	45,6
Średnia / Average	46,3

Źródło: Baker Tilly TPA na podstawie danych rynkowych

¹³¹ Ich odpowiednikiem w przypadku instalacji fotowoltaicznych są utraty związane z zacienieniem. Ze względu na brak uzgodnionego tłumaczenia, w raporcie wykorzystujemy nazewnictwo angielskie.

c) Capacity loss

It is considered from two perspectives – wake losses and power flow losses. Wake losses¹³¹ 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. According to the PSEW's estimates for the areas covered by the Polish Maritime Spatial Plan (adopted by the Regulation of the Council of Ministers of April 14, 2021), the rate of capacity utilization varies between 42.7-47.4% (average 45.1%).

Our estimate, based on available market data for offshore wind farms that started production in 2021 and those planning to start producing electricity between 2024 and 2030, ranges from 45.6% to 49.1%.

For the purposes of further analysis, we take the average of the above sources, setting the consensus at 46.3%.

Table 16: Net capacity factor of selected farms in the Baltic Sea

Farma / OWF	Wskaźnik wykorzystania mocy netto (%) Net capacity factor (%)
Szacunek PSEW / PSEW estimates	45,1
Szacunek Ławica Słupska / Ławica Słupska estimates	45,0
Szacunek Ławica Środkowa / Ławica Środkowa estimates	46,7
Szacunek Kiregers Flak / Kiregers Flak estimates	49,1
Szacunek: farmy planujące produkcję w latach 2024–2030 OWF planning to produce between 2024 and 2030 estimates	45,6
Średnia / Average	46,3

Source: Baker Tilly TPA based on market data

¹³¹ Their counterparts for photovoltaic installations are shading-related losses. Due to the lack of an agreed translation, we use English nomenclature in the report.

Wskazane czynniki ułatwiają obliczenie ilości wyprodukowanej energii elektrycznej przez projektowaną farmę wiatrową. Należy mieć na uwadze jednak 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.

1.3. 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, naprawę turbin i uszkodzonych elementów, naprawę 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 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 dla polskich MFW znajdują się Ustka, Łeba, Władysławowo oraz Świnoujście.

Innym ważnym elementem bieżących kosztów operacyjnych są koszty ubezpieczenia.

Uwzględniając wpływ inflacji oraz przeliczenie kosztów na PLN po kursie EUR 4,70 oraz kursie USD 4,40, dokonaliśmy szacunku wysokości ponoszonych kosztów operacyjnych na 1 MW mocy zainstalowanej na podstawie trzech źródeł:

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.

1.3. 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 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 EUR 4.70 and USD 4.40, we made an estimate of the amount of incurred operating costs per 1 MW of installed capacity based on three sources:

- analizy danych historycznych dla farmy Baltic 2
- szacunku OPEX/MW dla farmy Kriegers Flak przez PEAK Wind na podstawie danych z Energisysrelsen (Duńska Agencja Energetyczna)¹³²
- szacunku OPEX/1 MW dla turbin wiatrowych o mocy 6–8 MW przez PEAK Wind na podstawie danych Orsted
- szacunku OPEX/1 MW dla morskich farm wiatrowych zlokalizowanych na akwenach europejskich przez U.S. Department of Energy¹³³.

- historical data analysis for EnBW Baltic 2
- OPEX/1MW estimate for the Kriegers Flak farm by PEAK Wind based on data from Energisysrelsen (Danish Energy Agency)¹³²
- OPEX/1MW estimate for 6-8 MW wind turbines by PEAK Wind based on Orsted data.
- OPEX/1MW estimate for offshore wind farms located in European waters by U.S. Department of Energy.¹³³

Tabela 17. Szacunek OPEX/1 MW

Źródło / Source	mln PLN / PLN million
MFW Baltic 2 (Niemcy, uruchomiona w 2015 r.) <i>MFW Baltic 2 (Germany, launched in 2015)</i>	0,63
MFW Kriegers Flak (Dania, uruchomiona w 2021 r.) <i>MFW Kriegers Flak (Denmark, launched in 2021)</i>	0,32
Szacunek PEAK Wind w cenach z 2022 r. <i>PEAK Wind estimated in prices 2022</i>	0,26
U.S. Department of Energy w cenach z 2022 r. <i>US Department of Energy in prices 2022</i>	0,33
Średnia / Average	0,38

Źródło: Baker Tilly TPA na podstawie sprawozdań finansowych raportów rynkowych

Table 17. OPEX/1 MW estimate

Source: Baker Tilly TPA based on financial statements of market reports

Wartość kosztów operacyjnych z wyłączeniem amortyzacji dla MFW można w przybliżeniu szacować na poziomie 0,38 mln PLN/MW mocy zainstalowanej. Przy założeniu farmy o mocy zainstalowanej 800 MW i średnim wskaźniku produktywności netto na poziomie 46,3% oznacza to kwotę w wysokości 307 mln PLN rocznie, a to przekłada się na 94,52 PLN/MWh.

1.4. 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.

Operating costs excluding depreciation for Polish OWFs can be approximated at the level of 0.38 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 46.3%, this means the amount of PLN 307 million a year, which translates into 94.52 PLN/MWh.

1.4. 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.

¹³² <https://peak-wind.com/insights/opex-benchmark-an-insight-into-operational-expenditures-of-european-offshore-wind-farms/>

¹³³ U.S. Department of Energy, Offshore Wind Market Report, 2022 Edition.

¹³² <https://peak-wind.com/insights/opex-benchmark-an-insight-into-operational-expenditures-of-european-offshore-wind-farms/>

¹³³ U.S. Department of Energy, Offshore Wind Market Report, 2022 Edition.

Tabela 18. Średnioważony koszt kapitału dla morskiej farmy wiatrowej w Polsce

Table 18. Weighted average capital cost for a OWF in Poland

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>	58,0%
Premia za ryzyko rynkowe <i>Market risk premium</i>	Damodaran	5,6%
Beta nielewarowana <i>Unlevered beta</i>	Spółki z sektora energetyki wiatrowej <i>Companies from the wind energy sector</i>	0,33
Beta lewarowana <i>Levered Beta</i>		0,48
Premia za ryzyko krajowe <i>Country risk premium</i>	Baker Tilly TPA	1,9%
Koszt kapitału własnego <i>Cost of equity</i>		9,3%
Koszt długu <i>Cost of debt</i>	Baker Tilly TPA	7,8%
Koszt długu po opodatkowaniu <i>Cost of debt after taxation</i>		6,4%
WACC		8,2%

Źródło: Baker Tilly TPA

Source: Baker Tilly TPA

Założenia dotyczące wolumenu wyprodukowanej energii to moc zainstalowana MFW na poziomie 800 MW i średni wskaźnik produktywności netto na poziomie 46,3%. Nakłady inwestycyjne zostały założone w wysokości 12,9 mln PLN na każdy megawat mocy zainstalowanej, a koszty operacyjne przyjęto na poziomie ok. 0,38 mln PLN/MW. Oznacza to, że obliczenia są stosowne dla typowego projektu MFW mającego powstać w polskiej strefie ekonomicznej, który będzie oddalony od lądu o 45 km, o głębokości dna na poziomie 40 metrów oraz o mocy jednej turbiny wynoszącej 10 MW. Jako rok rozpoczęcia produkcji energii elektrycznej przyjęto 2029, natomiast stopę dyskontową wyznacza wartość średnioważonego kosztu kapitału zaprezentowana powyżej. Takie założenia prowadzą do LCOE w roku 2029 w wysokości 421,72 PLN/MWh.

W poniższych tabelach przedstawiono analizę wrażliwości LCOE 2029 na zmianę kosztu CAPEX/MW oraz zmianę wymaganej 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 46.3%. The investment expenditures were assumed at the level of PLN 12.9 million per each megawatt of installed capacity and the operating costs were assumed at the level of about 0.38 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 2029, while the discount rate is determined by the weighted average cost of capital presented above. These assumptions lead to an LCOE of 421.72 PLN/MWh in 2029.

The following tables present an analysis of the sensitivity of LCOE 2029 to a change in CAPEX/1 MW and a change in the required discount rate.

Tabela 19. Analiza wrażliwości LCOE 2029 na zmianę CAPEX / MW i stopy dyskontowej (PLN/MWh)

Stopa dyskontowa Discount rate	CAPEX/1 MW							
		9,0	10,5	11,0	12,9	15,0	16,5	18,0
4,0%		284,99	307,76	315,35	343,75	376,09	398,86	421,64
6,0%		308,75	336,05	345,16	379,20	417,98	445,28	472,59
8,2%		337,43	370,10	380,99	421,72	468,10	500,77	533,44
10,0%		361,32	398,38	410,73	456,94	509,56	546,61	583,67
12,0%		389,22	431,34	445,38	497,90	557,71	599,83	641,96

Źródło: Baker Tilly TPA

Table 19. Sensitivity analysis of LCOE 2029 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 morza oraz głębokości dna. Zależność występuje również pomiędzy stopą dyskontową a jednostkowym kosztem wytworzenia – wyższy koszt kapitału przekłada się na wyższy koszt energii.

Dla celów naszej analizy rozważyliśmy również scenariusz, w którym IRR projektu miałby być równy średnioważonemu kosztowi kapitału w wysokości 8,2%. W modelu przyjęto wartości inflacji na podstawie prognoz NBP, a od 2026 r. na podstawie celu NBP. Przyjęliśmy założenia operacyjne analogiczne do tych zastosowanych w przypadku 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 w wymiarze finansowym.

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 8.2%. The model assumes inflation values based on NBP forecasts and from 2026 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 20. Założenia przyjęte do analizy opłacalności inwestycji w MFW w Polsce

Element / Element	Wartość / Value
Wskaźnik produktywności netto / Net Productivity Index	46,3%
CAPEX/MW	12,9
OPEX/MW	0,38
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)	291,6

Źródło: Baker Tilly TPA

Table 20. Assumptions for the profitability analysis of investing in OWF in Poland

Source: Baker Tilly TPA

Zgodnie z naszymi założeniami, ustalona cena sprzedaży na poziomie 291,6 PLN w 2022 r. dałaby inwestorowi zwrot w wysokości zaspokajającej jego średnioważony koszt

According to our assumptions, the sales price set at the level of PLN 291.6 in 2022 would give the investor a return in the amount which would satisfy his weighted average

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 wiatrowych¹³⁴, cena wskazana 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 2023–2024 i przy założeniu inflacji na poziomie celu od 2026 r., waloryzacja doprowadziłaby do wzrostu ceny w 2029 r. (rok rozpoczęcia produkcji energii elektrycznej) do poziomu 394,03 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 46,3% bez wzrostu ceny musiałby zostać pokryty wyższą ustaloną ceną sprzedaży, aby uznać inwestycję za opłacalną.

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,¹³⁴ the price indicated in 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 2023–2024 and assuming inflation at the target level from 2026 onwards, the indexation would increase the price in 2029 (year of electricity production start-up) to 394.03 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 46.3% without an increase in price would have to be covered by a higher determined sales price to consider the investment to be profitable.

Tabela 21. Analiza wrażliwości IRR projektu offshore na zmianę ceny sprzedaży energii w roku bazowym oraz wskaźnika produktywności netto

		Cena sprzedaży z 2021 r. / Sale price in 2021						
		240,0	260,0	280,0	291,6	320,0	340,0	360,0
Wskaźnik produktywności netto Net productivity rate	42,0%	4,5%	5,5%	6,4%	6,9%	8,1%	8,9%	9,6%
	44,0%	5,1%	6,1%	7,0%	7,5%	8,7%	9,5%	10,2%
	46,3%	5,7%	6,7%	7,6%	8,2%	9,3%	10,1%	10,8%
	47,0%	5,9%	6,9%	7,8%	8,3%	9,5%	10,3%	11,0%
	49,0%	6,4%	7,4%	8,4%	8,9%	10,1%	10,8%	11,6%

Źródło: Baker Tilly TPA

Table 21. sensitivity analysis of offshore project IRR to change in base year energy sales price and net productivity rate

Source: Baker Tilly TPA

1.5. 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.

1.5. 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.

¹³⁴ Dz.U. z 2021 r., poz. 234 z późn. zm.

¹³⁴ Journal of Laws 2021, item 234 as amended.

Rysunek 12. Średni udział długu i kapitału własnego w finansowaniu projektów morskiej energetyki wiatrowej (%)

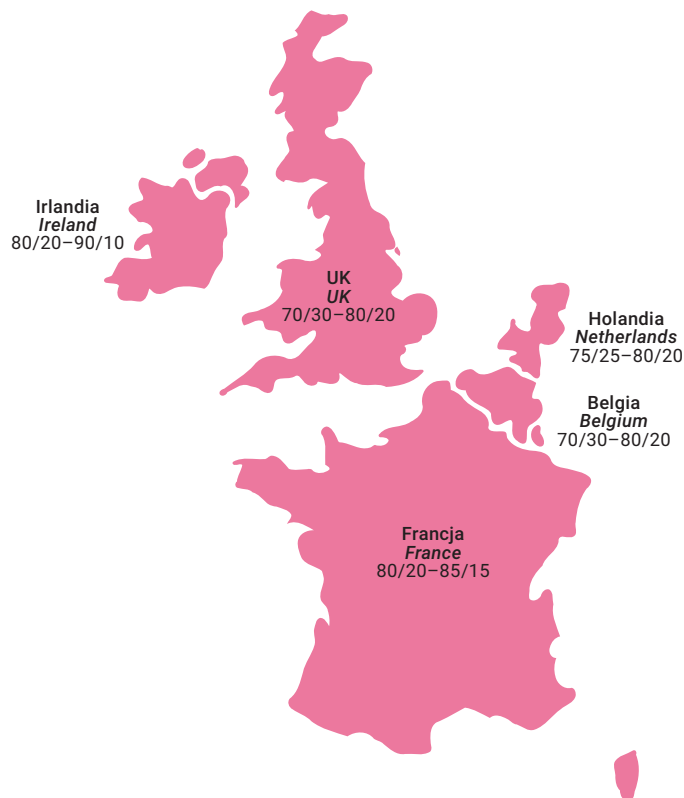


Fig. 12. Average share of debt and equity in financing offshore wind projects (%)

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. Istotny wzrost stóp procentowych mający miejsce od końca 2021 r. może jednak oznaczać niższy udział kapitału obcego w przypadku projektów, dla których rozpoczęcie realizacji planowane jest w perspektywie następnego roku bądź dwóch.

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. However, a significant increase in interest rates taking place from the end of 2021 may mean a lower share of foreign capital for projects whose commencement has been planned in the next year or two.

2 Wybrane kwestie podatkowe w sektorze offshore

Selected tax issues in the offshore sector

2.1. Podatek od nieruchomości

2.1. Property tax

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

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

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.

2.2. 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 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 „pozałądową” 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 określo-

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 buildings of the substation located onshore, as well as other accompanying constructions (e.g. fences, roads or yards). The property tax rates applicable in a given commune/municipality (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.

2.2. 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 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

nego 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 2021 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 do 15 kwietnia roku następującego po roku powstania obowiązku wniesienia opłaty. Jeżeli w danym roku kalendarzowym wytwórca otrzymał koncesję na wytwarzanie nieobejmującą pełnego roku, część stała opłaty koncesyjnej zostaje proporcjonalnie zmniejszona.

2.3. 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 ze ścisłym brzmieniem ustawy o VAT, która obejmuje co do zasady wyłącznie terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, a zatem jedynie obszar morskich

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, 2021 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 15 April of the 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.

2.3. 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

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 terytorialnej 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.

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 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.

Tabela 22. Projekty morskich farm wiatrowych z I fazy wsparcia

Table 22. 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) – wyrowadzenie 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	MFV Bałtyk II	Polenergia/ Equinor	Tak – do 1200 MW Yes – up to 1200 MW	Tak Yes	Tak (wspólna dla MFV B II i MFV B III) Yes (common for MFV B II and MFV B III)	720 MW	720 MW	Tak Yes
2	MFV Bałtyk III	Polenergia/ Equinor	Tak – do 1200 MW Yes – up to 1200 MW	Tak Yes		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	

Źródło: opracowanie własne PSEW

Source: PSEW's own study

Do końca I kwartału 2023 r. w Polsce obowiązywało 10 ważnych pozwoleń na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp na potrzeby budowy morskich farm wiatrowych¹³⁵. Siedem¹³⁶ z nich 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 jest potwierdzenie przez Komisję Europejską zgodności z rynkiem wewnętrznym pomocy publicznej przyznanej wytwórcy na dany projekt offshore.

By the end of Q1 2023, Poland had 10 valid permits for the erection or use of artificial islands for the construction of offshore wind farms.¹³⁵ Seven¹³⁶ of them were projects from the so-called first phase of support, for which the President of the URE issued administrative decisions granting a support scheme in the form of the right to cover the negative balance for electricity in offshore wind farms. A prerequisite for support is confirmation by the European Commission of the compatibility with the internal market of state aid granted to the generator for a given offshore project.

¹³⁵ <https://sipam.gov.pl/geoportal> | <https://sipam.gov.pl/geoportal>

¹³⁵ <https://sipam.gov.pl/geoportal> | <https://sipam.gov.pl/geoportal>

¹³⁶ Obszary objęte dwoma pozwoleniami, które uzyskało Ocean Winds, realizowane są jako jeden projekt – BC-Wind.

¹³⁶ The areas covered by the two permits obtained by Ocean Winds are being implemented as one project, BC-Wind.

Pozostałe 11 obszarów, wskazanych w załączniku nr 2 do ustawy offshore, znajduje się obecnie w procedurze administracyjnej o przyznanie pozwolenia na wzniesienie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w wyłącznej strefie ekonomicznej. Z uwagi na duże zainteresowanie inwestorów, dla wszystkich lokalizacji przeprowadzono procedurę, o której mowa w art. 27d ustawy z 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (postępowanie rozstrzygające). Dla 5 postępowań ogłoszono wyniki postępowania rozstrzygającego, wskazując wnioskodawców, którzy uzyskali minimum kwalifikacyjne (w przypadku obszaru 53.E.1 żaden z wnioskodawców nie uzyskał minimum kwalifikacyjnego), natomiast dla 6 obszarów procedura jest w toku.

4

Aktualne bariery inwestycyjne

Polska może stać się europejskim liderem rozwoju morskiej energetyki wiatrowej, wnosząc istotny wkład do realizacji celów energetycznych i klimatycznych UE. Dodatkowo morska energetyka wiatrowa może być istotnym elementem budowania niezależności i bezpieczeństwa energetycznego kraju. Mimo iż pierwsze pozwolenia lokalizacyjne zostały wydane w 2012 r., na polskich obszarach morskich nie zrealizowano jeszcze żadnej inwestycji. Rozwój tego sektora napotyka na szereg barier o charakterze legislacyjnym, administracyjnym i infrastrukturalnym. Do identyfikowanych przez branżę głównych barier należą:

- długotrwałe procedury administracyjne
- niedostateczna liczba inwestycji w sieci elektroenergetyczne
- brak infrastruktury portowej
- brak jednostek instalacyjnych i serwisowych
- ceny energii elektrycznej
- wysoka zależność od surowców, w tym stali
- silna konkurencja w nowych obszarach rozwoju MWF na Bałtyku (II faza).

Długotrwałe procedury administracyjne

Kontrola realizacji w Polsce programu morskich farm wiatrowych przeprowadzona przez Najwyższą Izbę Kontroli w 2021 r. wykazała, że procedury administracyjne dotyczące przedsięwzięć związanych z MEW obejmują uzyskanie przez wnioskodawcę łącznie co najmniej 23 decyzji (w tym pozwoleń, uzgodnień, zatwierdzeń i koncesji) i ocen wydawanych przez 11 różnych organów państwa na podstawie ponad 100 dokumentów obowiązkowo przedkładanych przez wnioskodawcę oraz co najmniej 40 uzgodnień lub opinii zatwierdzanych pomiędzy organami. Długotrwałe procedury administracyjne powodują, że zakończenie pierwszych inwestycji planowane jest na 2025–2026 r., czyli 13–14 lat po uzyskaniu pozwoleń lokalizacyjnych. NIK podkreśla, że od 2010 r., kiedy zastosowano przepisy, umożliwiając pozyskiwanie pozwoleń lokalizacyjnych dla pierwszych projektów, władze nie przygotowały regulacji, które uprościłyby i zintegrowały obowiązujące procedury związane z wydawaniem pozwoleń, co bez wątpienia przyspieszyłoby rozwój tego rodzaju odnawialnych

The remaining 11 areas, indicated in Annex 2 to the Offshore Act, are currently in the administrative procedure for granting permission to erect or use artificial islands, structures and devices in the exclusive economic zone. Due to the high level of investor interest, the procedure referred to in Article 27d of the Act on Maritime Areas of the Republic of Poland and Maritime Administration of March 21, 1991 (conclusive proceedings) was carried out for all locations. For 5 proceedings, the results of the conclusive proceedings have been announced, indicating the applicants who have obtained the qualifying minimum (in the case of area 53.E.1, none of the applicants obtained the qualifying minimum), while for six areas the procedure is underway.

Current investment barriers

Poland can become a European leader in the development of offshore wind energy, making a significant contribution to the EU's energy mix and climate goals. In addition, offshore wind energy can be an important element in building the country's independence and energy security. Despite the fact that the first location permits were issued in 2012, no projects have yet been completed in Polish maritime areas. The development of this sector faces a number of legislative, administrative and infrastructural barriers. The main barriers identified by the industry include:

- lengthy administrative procedures
- insufficient investment in electricity grids
- lack of port infrastructure
- lack of installation and service vessels
- prices of energy
- high dependence on raw materials, including steel
- strong competition in new areas of OWF development in the Baltic Sea (second phase).

Lengthy administrative procedures

An audit of the implementation of the offshore wind farm program in Poland, conducted by the Supreme Audit Office (NIK) in 2021, showed that administrative procedures for OWE projects involve the applicant obtaining a total of at least 23 decisions (including permits, arrangements, approvals and concessions) and assessments issued by 11 different state authorities on the basis of more than 100 documents mandatorily submitted by the applicant, and at least 40 arrangements or opinions approved between authorities. Lengthy administrative procedures mean that the first investments are scheduled to be completed in 2025-2026, i.e. 13-14 years after obtaining their location permits. The NIK stresses that since 2010, when the regulations were adjusted to allow obtaining location permits for the first projects, the authorities have not prepared regulations that would simplify and integrate the existing procedures for issuing permits, which would undoubtedly accelerate the development of this type of renewable energy source.

źródeł energii. W ocenie NIK, mimo identyfikowania barier rozwoju MEW, nie uwzględniono w ustawie offshore faktycznego zmniejszenia ustawowych obciążeń administracyjnych wnioskodawców i integracji procesu wydawania pozwoleń inwestycyjnych. Kontrola NIK wykazała wiele opóźnień w wydawaniu niezbędnych pozwoleń, w tym decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, pozwoleń lokalizacyjnych czy rozstrzygnięć postępowań rozstrzygających.

Niedostateczne inwestycje w sieci przesyłowe

Zgodnie z informacją przedstawioną przez PSE S.A. w planie rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023–2032, OSP zawarło umowy przyłączeniowe na realizację projektów morskich farm wiatrowych o łącznej mocy 8,4 GW, co obejmuje wszystkie projekty realizowane obecnie w ramach pierwszej i drugiej fazy. OSP planuje inwestycje sieciowe umożliwiające przyłączenie i wyprowadzenie mocy z tych źródeł. Inwestycje mają umożliwić przyłączenie łącznie 10,9 GW z morskich farm wiatrowych do 2032 r. i wyprowadzenie mocy z tych źródeł na poziomie 40 TWh. Ekspertiści wskazują na niewystarczające tempo rozwoju sieci elektroenergetycznych, zwłaszcza w kontekście planowanych innych inwestycji energetycznych w źródła wytwórcze (w tym w źródła jądrowe, które mają zostać wybudowane także na północy kraju).

Dodatkowo, obecna krajowa sieć elektroenergetyczna 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 przyłączania. 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. Powoduje to również wzrost ryzyka inwestycji oraz zwiększenie kosztów samych projektów związany z koniecznością budowy oddzielnych przyłączy.

Brak infrastruktury portowej (serwisowej, instalacyjnej)

Rozwój projektów morskich farm wiatrowych w Polsce będzie wymagał inwestycji w infrastrukturę portową. Każdy z inwestorów pierwszej fazy planuje budowę własnej bazy

According to the NIK, despite the identification of barriers to the development of OWE the offshore law did not take into account the actual reduction of the statutory administrative burden on applicants and the integration of the investment permitting process. The NIK audit found a number of delays in the issuance of necessary permits, including decisions on environmental conditions, localization permits or settlement of adjudication proceedings.

Insufficient investment in transmission networks

According to information provided by PSE S.A. in its development plan for meeting current and future electricity demand for 2023–2032, the TSO has concluded connection agreements for offshore wind farm projects with a total capacity of 8.4 GW, which includes all projects currently under construction under Phase I and Phase II. The TSO is planning network investments to enable the connection and derivation of power from these sources. The investments are expected to enable a total of 10.9 GW to be connected from offshore wind farms by 2032 and power output from these sources to reach 40 TWh. Experts point to the insufficient pace of development of electricity grids, especially in the context of other planned investments in power generation sources (including nuclear sources, which are also to be built in the north of the country).

In addition, the current national power grid 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.

Lack of port infrastructure (servicing, installation)

The development of offshore wind farm projects in Poland will require investment in port infrastructure. Each of the Phase I investors plans to build their own service base: in

serwisowej: we Władysławowie – Ocean Winds, w Ustce – RWE oraz PGE i Łebie – Polenergia i Equinor oraz Baltic Power, natomiast budowa terminalu instalacyjnego jest decyzją rządową. Terminal instalacyjny jest miejscem umożliwiającym składowanie lub produkowanie komponentów morskich farm wiatrowych, a także realizację operacji związanych z samą budową, w tym cumowanie jednostek instalacyjnych i przeładunek komponentów. Decyzja o budowie pierwszego terminalu instalacyjnego w Polsce w Porcie Gdynia została ogłoszona w 2021 r. w uchwale Rady Ministrów. Następnie, na początku 2022 r. lokalizacja została zmieniona na port zewnętrzny w Gdańsku. Budowa terminalu ma kosztować 437 mln EUR i ma zostać zakończona do 1 czerwca 2025 r.¹³⁷ Z uwagi na brak widocznych działań zmierzających do budowy tego terminalu, jego powstanie w założonym terminie jest zagrożone. Pod koniec 2022 r. Prezes PKN Orlen ogłosił decyzję o budowie terminalu instalacyjnego w Świnoujściu, który zostanie wykorzystany na potrzeby realizacji projektu koncernu – Baltic Power. Terminal ma powstać do końca 2025 r.

Brak jednostek instalacyjnych i serwisowych

Raport WindEurope i PSEW wskazuje, że od 2024 r. na świecie zabraknie jednostek instalacyjnych do budowy fundamentów dla morskich farm wiatrowych (FIV), a rok później rozpoczną się problemy z dostępnością jednostek instalacyjnych do morskich turbin (WTIV). Przewidywany niedobór jednostek instalacyjnych do 2027 r. może spowodować opóźnienia w realizacji ok. 3 GW nowych mocy, a po 2027 r. – nawet 36,7 GW. W raporcie wskazano, że przewidywanym problemom po 2027 r. można zapobiec, jeśli odpowiednio wcześniej podjęte zostaną decyzje o produkcji nowych jednostek. Ich czas projektowania i produkcji wynosi 3–4 lata, co oznacza, że przy podjęciu decyzji inwestycyjnych w 2023 r. będą się one mogły pojawić na rynku najwcześniej w 2026 r.¹³⁸

Ceny energii elektrycznej

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 II fazie wsparcia. Wątek ten poruszyliśmy w części o lądowych farmach wiatrowych w (sekcja II. 2). W przypadku I fazy wsparcia, zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska, maksymalną ceną za energię elektryczną wytworzoną w MFW i wprowadzoną do sieci, będącą podstawą rozliczenia prawa do pokrycia ujemnego salda, została cena na poziomie 319,6 PLN/MWh i zgodnie ze znowelizowaną Ustawą Offshore będzie waloryzowana średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsump-

¹³⁷ Uchwała zmieniająca uchwałę w sprawie terminalu instalacyjnego dla morskich farm wiatrowych – Kancelaria Prezesa Rady Ministrów – Portal Gov.pl (www.gov.pl).

¹³⁸ PSEW, WindEurope, czerwiec 2022, Offshore wind vessel availability until 2030: Baltic Sea and Polish perspective, http://psew.pl/wp-content/uploads/2022/06/Offshore_wind_vessel_availability_until-2030.pdf.

Władysławowo – Ocean Winds, in Ustka – RWE and PGE, and Łeba – Polenergia and Equinor and Baltic Power, while the construction of an installation terminal is a government decision. The installation terminal is a place to store or manufacture components of offshore wind farms, as well as to carry out operations related to the construction itself, including mooring of installation vessels and handling of components. The decision to build Poland's first installation terminal at the Port of Gdynia was announced in 2021 in a resolution of the Council of Ministers. Subsequently, in early 2022, the location was changed to the external port in Gdańsk. Construction of the terminal is expected to cost EUR 437 million and is to be completed by June 1, 2025.¹³⁷ Due to the lack of visible activities aimed at the construction of this terminal, its construction within the assumed timeframe is at risk. In late 2022, PKN Orlen's CEO announced a decision to build an installation terminal in Świnoujście, which will be used for the corporation's Baltic Power project. The terminal is expected to be built by the end of 2025.

Lack of installation and service vessels

A report by WindEurope and PSEW indicates that there will be a global shortage of offshore wind farms foundation installation vessels (FIV) starting in 2024, and a year later there will be problems with the availability of wind turbine installation vessels (WTIV). The projected shortage of installation vessels by 2027 could cause delays in the implementation of about 3 GW of new capacity, and after 2027 even as much as 36.7 GW. The report indicates that the anticipated problems after 2027 can be prevented if decisions on the production of new vessels are made early enough. Their design and production time is 3-4 years, which means that if investment decisions are made in 2023, they will not be on the market until 2026 at the earliest.¹³⁸

Prices of energy

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 (section II. 2). 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 their negative balance, was set at 319.6 PLN/MWh, and, in accordance with the amended Offshore Act, will be indexed by the average annual index of total consumer prices of the previous calendar year, as determined by the announcement

¹³⁷ Resolution amending resolution on installation terminal for offshore wind farms – Prime Minister's Office – Gov.pl Portal (www.gov.pl).

¹³⁸ PSEW, WindEurope, June 2022, Offshore wind vessel availability until 2030: Baltic Sea and Polish perspective, http://psew.pl/wp-content/uploads/2022/06/Offshore_wind_vessel_availability_until-2030.pdf.

cyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego, określonym w komunikacie Prezesa GUS, licząc od 1.01 2022 r.

Wysoka zależność od surowców, w tym stali

Zwiększenie ilości inwestycji i popytu na produkty wykorzystywane w budowie MFW powoduje również wzrost zapotrzebowania na krytyczne surowce, przede wszystkim beton i stal, oraz kluczowe minerały, takie jak miedź, nikiel, chrom i mangan.

Stal wykorzystywana jest przede wszystkim w konstrukcjach wieży i fundamentów, platformach pośrednich i stacjach elektroenergetycznych. Ze względu na zapotrzebowanie na stal około 30-krotnie grubszą niż w przypadku standardowej stali walcowanej branża offshore stała się jednym z największych odbiorców tego surowca na świecie. Jak wskazuje GWEC¹³⁹, ok. 15–20% popytu na stal w Europie pochodzi z energetyki wiatrowej.

Ze względu na tę dwustronną i silną zależność należy wymienić trzy wyzwania, przed którymi stoją deweloperzy farm wiatrowych:

- zabezpieczenie dostaw
- ograniczenie śladu węglowego powiązanego z łańcuchem dostaw (w związku z celami ESG – Environmental, Social, and Governance)
- zarządzanie ryzykiem cenowym.

Offshore związany jest z wysokim zapotrzebowaniem na stal przez długi okres, z kolei ceny stali na rynku charakteryzują się dużą zmiennością. Z tego względu wiele firm i producentów zaopatrujących budowę farm zawiera kontrakty, 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.

Należy także zważyć, że dodatkowe zapotrzebowanie na stal w kontekście rozwoju energetyki wiatrowej morskiej zostanie zgłoszone przez właścicieli morskich statków instalacyjnych służących do obsługi procesu budowlanego MFW. Z jednej strony obecna flota może nie być technologicznie przystosowana do obsługi montażu największych turbin wiatrowych (+15 MW), z drugiej strony istnieje oczekiwanie, że dynamiczny rozwój morskiej energetyki wiatrowej nie będzie w stanie być skutecznie obsługiwany przez obecną ilość statków instalacyjnych i serwisowych, co może spowodować znaczny wzrost popytu na ten kluczowy surowiec i w konsekwencji wzrost jego ceny.

Silna konkurencja w nowych obszarach rozwoju MFW na Bałtyku (druga faza)

Pierwsza faza wsparcia MFW dotyczyła części obszarów Ławicy Słupskiej oraz Ławicy Środkowej. W II fazie wsparcia rozpatrywane są wnioski inwestorów na pozwolenia na budowę MFW na terenie całej Ławicy Odrzanej oraz pozosta-

¹³⁹ Global Offshore Wind Report 2021, Global Wind Energy Council.

of the President of the Central Statistical Office (GUS), starting from 2022.

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.¹³⁹

Due to this bilateral and strong interdependence, there are 3 challenges that wind farm developers are facing:

- Securing supply
- Reducing the carbon footprint of the supply chain (in relation with ESG goals)
- 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 is indexed to the steel futures price. This poses a big risk in estimating the CAPEX of projects, which may affect the profitability of investments.

It should also be noted that additional demand for steel in the context of offshore wind development will come from owners of offshore installation vessels used to support the OWF construction process. On the one hand, the current fleet may not be technologically equipped to handle the installation of the largest wind turbines (+15MW). On the other hand, there is an expectation that the dynamic development of offshore wind energy will not be able to be efficiently serviced by the current number of installation vessels which will generate additional demand for this key resource

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

¹³⁹ Global Offshore Wind Report 2021, Global Wind Energy Council.

lych częściach Ławic Słupskiej i Środkowej. Przy założeniu zagęszczenia na poziomie 8 MW/km² daje on potencjał na budowę ok. 9,5 GW nowych elektrowni.

Potencjał rozwoju MFW na Bałtyku zauważyli również inni zagraniczni inwestorzy. Wśród składających wnioski znaleźli się duński Orsted, norweski Equinor, francuski Total, a także brytyjski Shell, szwedzkie Eolus i OX2, hiszpańska Iberdrola, francuski EDF Renewables, niemieckie RWE, francuskie Engie, portugalskie EDP oraz konsorcjum SSE Renewables i Acciona Energia. Oznacza to, iż do konkurencji o polskie obszary przystępują najwięksi globalni gracze. Daje to szansę, ale jednocześnie stanowi wyzwanie z ekonomicznego punktu widzenia ze względu na zróżnicowany

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.

The potential for OWF development in the Baltic Sea was also noticed by other foreign investors. Among the applicants are Orsted from Denmark, Equinor from Norway, Total from France, as well as Shell from the UK, Eolus and OX2 from Sweden, Iberdrola from Spain, EDF Renewables from France, RWE from Germany, Engie from France, EDP from Portugal (and a consortium of SEZ Renewables and Acciona Energia). This means that the largest global players are entering the competition for Polish areas. This provides an opportunity, but at the same time a challenge from the economic side,

PGE jest liderem w offshore wind na Morzu Bałtyckim, a nasze zaangażowanie w transformację energetyczną jest niezaprzeczalne.

Obecnie prowadzimy trzy projekty. Dwa z nich – Baltica 2 i Baltica 3 realizowane są we współpracy z partnerem Ørsted, a ich łączna moc wynosi około 2,5 GW. Oba etapy posiadają pozwolenia lokalizacyjne, decyzje środowiskowe, umowy przyłączeniowe oraz prawo do kontraktu różnicowego z zatwierdzoną ceną zarówno na poziomie krajowym, jak i unijnym. Ciężar realizacji oraz finansowania obu jest ponoszony w równych częściach przez PGE oraz Ørsted. Pod koniec kwietnia wybraliśmy dostawcę turbin dla etapu Baltica 2 o łącznej mocy ok. 1,5 GW. Oddanie do eksploatacji przewidziane jest do końca 2027 r. Postępowania przetargowe na inne kluczowe elementy, zarówno dla części morskiej, jak i lądowej Baltica 2, są na ostatnim etapie.

W przypadku Baltica 1 – projektu farmy położonej nieco dalej i na wschód od wspomnianych wcześniej projektów – naszym celem jest zbudowanie po 2030 r. morskiej farmy wiatrowej o mocy ok. 0,9 GW. Dla Baltica 1 prowadzone są obecnie badania wietrzności oraz badania środowiskowe, które mają na celu pozyskanie decyzji środowiskowej.

PGE Baltica jest w trakcie procedury pozyskiwania nowych obszarów na Bałtyku, gdzie w kolejnych dekadach mogłyby powstawać nasze projekty offshore wind. Oczekujemy na prawomocne decyzje dotyczące pięciu nowych akwenów, które według stanu na koniec maja jeszcze nie zapadły. Każdy z tych nowych obszarów ma ogromny potencjał rozwoju. Jeśli pomysły dla nas rozstrzygnięcia dotychczasowych postępowań okażą się ostateczne, pozwoliłoby nam to na wybudowanie ponad 3,9 GW dodatkowych mocy, co wraz z obecnie realizowanymi projektami dałoby łącznie ok. 7,3 GW.

Oczywiście świadomi jesteśmy wyzwań związanych z łańcuchem dostaw oraz takich jak dostęp do wykwalifikowanej kadry czy infrastruktury portowej. Naszą odpowiedzią na te wyzwania jest organizowanie spotkań warsztatowych dla wykonawców, inwestycja w budowę portu serwisowego w Ustce oraz zaangażowanie w promocję kształcenia kadr we współpracy z uczelniami, także już na poziomie szkół średnich.

Strategia Grupy PGE zakłada, że do 2030 r. zrealizujemy projekty Baltica 2 i Baltica 3 o łącznej mocy 2,5 GW, zaś pozostałe inwestycje mają być zakończone do 2040 r., by osiągnąć w tym terminie strategiczny cel co najmniej 6,5 GW. Jesteśmy przekonani, że dzięki naszemu zaangażowaniu, profesjonalizmowi oraz współpracy z doświadczonymi partnerami uda nam się z powodzeniem zrealizować te ambitne cele.



Arkadiusz Sekściński

Prezes zarządu, PGE Baltica
CEO, PGE Baltica

PGE is the leader in offshore wind in the Baltic Sea, and our commitment to energy transformation is undeniable. We are currently operating three projects. Two of them, Baltica 2 and Baltica 3, are being implemented in cooperation with partner Ørsted, with a total capacity of about 2.5 GW. Both phases have location permits, environmental decisions, connection agreements and the right to a differential contract with an approved price at both national and EU levels. The burden of implementing and financing both is borne equally by PGE and Ørsted. At the end of April, we selected a turbine supplier for the Baltica 2 stage, with a total capacity of about 1.5 GW. Commissioning is scheduled for the end of 2027. Tender proceedings for other key components, both for the offshore and onshore parts of Baltica 2, are in the final stages.

In the case of Baltica 1 – a farm project located slightly farther and to the east of the aforementioned projects – our goal is to build an offshore wind farm of about 0.9 GW after 2030. For Baltica 1, wind studies and environmental studies are currently underway to obtain an environmental decision.

PGE Baltica is in the process of acquiring new areas in the Baltic where our offshore wind projects could be built in the next decades. Each of these new areas has huge development potential. If the successful outcome of the four proceedings to date proves final for us, it would allow us to build about 3.7 GW of additional capacity, which, together with the projects currently underway, would bring the total to about 7.1 GW. In addition to the four proceedings that have already been decided, we are awaiting the results of another four in which PGE Baltica is participating.

Of course, we are aware of challenges related to the supply chain and such as access to skilled labor or port infrastructure. Our response to these challenges is to organize workshop meetings for contractors, to invest in the construction of a service port in Ustka, and to engage in the promotion of personnel training in cooperation with universities, including at the secondary school level.

The PGE Group's strategy is to complete the Baltica 2 and Baltica 3 projects with a total capacity of 2.5 GW by 2030, while the remaining investments are to be completed by 2040 to reach the strategic goal of at least 6.5 GW by that date. We are confident that with our commitment, professionalism and cooperation with experienced partners, we will successfully achieve these ambitious goals.

potencjał w wykorzystywanych technologiach, podejście do biznesplanu dla farmy wiatrowej, sposoby finansowania inwestycji czy doświadczenie w realizacjach.

due to the different potential in the technologies used, the approach to the business plan for a wind farm, the methods of financing the investment or experience in the execution.

5 Przyszłość sektora offshore w Polsce

W 2022 r. konsorcjum Instytut Morski UMG, Ramboll i KP Consulting na zlecenie PSEW wyliczyło rzeczywisty potencjał polskich obszarów morskich w zakresie morskiej energetyki wiatrowej. Wyniki analizy pokazały, że potencjał mocy zainstalowanej obszarów fazy pierwszej i drugiej, znajdujących się w załączniku nr 1 i 2 do ustawy offshore i ujętych w PZPPOM, wynosi 15,3 GW, przy czym produktywność MFW jest różna dla poszczególnych obszarów.

The future of the offshore sector in Poland

In 2022, a consortium of UMG Maritime Institute, Ramboll and KP Consulting, commissioned by the PSEW, calculated the actual potential of Polish offshore areas for offshore wind energy. The results of the analysis showed that the installed capacity potential of the Phase One and Phase Two areas, included in Annexes 1 and 2 of the Offshore Law and included in the PZPPOM, is 15.3 GW, with the productivity of the OWF varying between areas.

Tabela 23. Potencjał mocy zainstalowanej poszczególnych grup farm

Faza rynku Market phase	Grupa MFW OWF Group	Potencjał mocy zainstalowanej [MW] Installed capacity potential [MW]	Średnia produktywność roczna [TWh/rok] Average annual productivity [TWh/year]	Łączna powierzchnia zabudowy [km ²] Total built-up area [km ²]
Faza I Phase I	FEW Baltic II, Bałtyk II, Baltica2, Bałtyk III, Baltica3, Baltic Power, BC-Wind	5,9	22,7	310,1
Faza II Phase II	Obszar Centralny (C) – Ławica Słupska: C-43.E.1, C-44.E.1, C-45.E.1, C-46.E.1	2,5	10,2	626,5
	Obszar Północny (P) – Południowa Ławica Środkowa: P-53.E.1, P-60.E.1, P-60.E.2, P-60.E.3, P-60.E.4	3,7	15,4	469,8
	Obszar Zachodni (Z) – Zatoka Pomorska: Z-14.E.1, Z-14.E.2, Z-14.E.3, Z-14.E.4	3,2	12,4	401,9
Suma Total		15,3	60,6	1808,3

Table 23. Installed capacity potential of each group of farms

Źródło: Raport PSEW „Potencjał morskiej energetyki wiatrowej w Polsce”

Source: PSEW's Report „Offshore wind energy potential in Poland”

W Raporcie pokazano również 20 nowych obszarów (w tym 18 w wyłącznej strefie ekonomicznej i 2 na morzu terytorialnym), które mają potencjał do wykorzystania pod rozwój MEW. Wyniki prac zagregowano do poziomu wydzielonych obszarów geograficznych oraz określono powierzchnię zabudowy rekomendowanych nowych obszarów:

- Obszar Zachodni: 305,2 km²
- Obszar Centralny: 900,9 km²
- Obszar Wschodni: 965,4 km².

Łączny obszar zabudowy pod MEW nowych lokalizacji wskazanych w Raporcie PSEW wynosi 2171,5 km². Obszary te

The Report also shows 20 new areas (including 18 in the Exclusive Economic Zone and 2 in the territorial sea) that have the potential to be used for OWE development. The results of the work were aggregated to the level of separate geographic areas and the development area of the recommended new areas was determined:

- Western Area: 305.2 km²
- Central Area: 900.9 km²
- Eastern Area: 965.4 km².

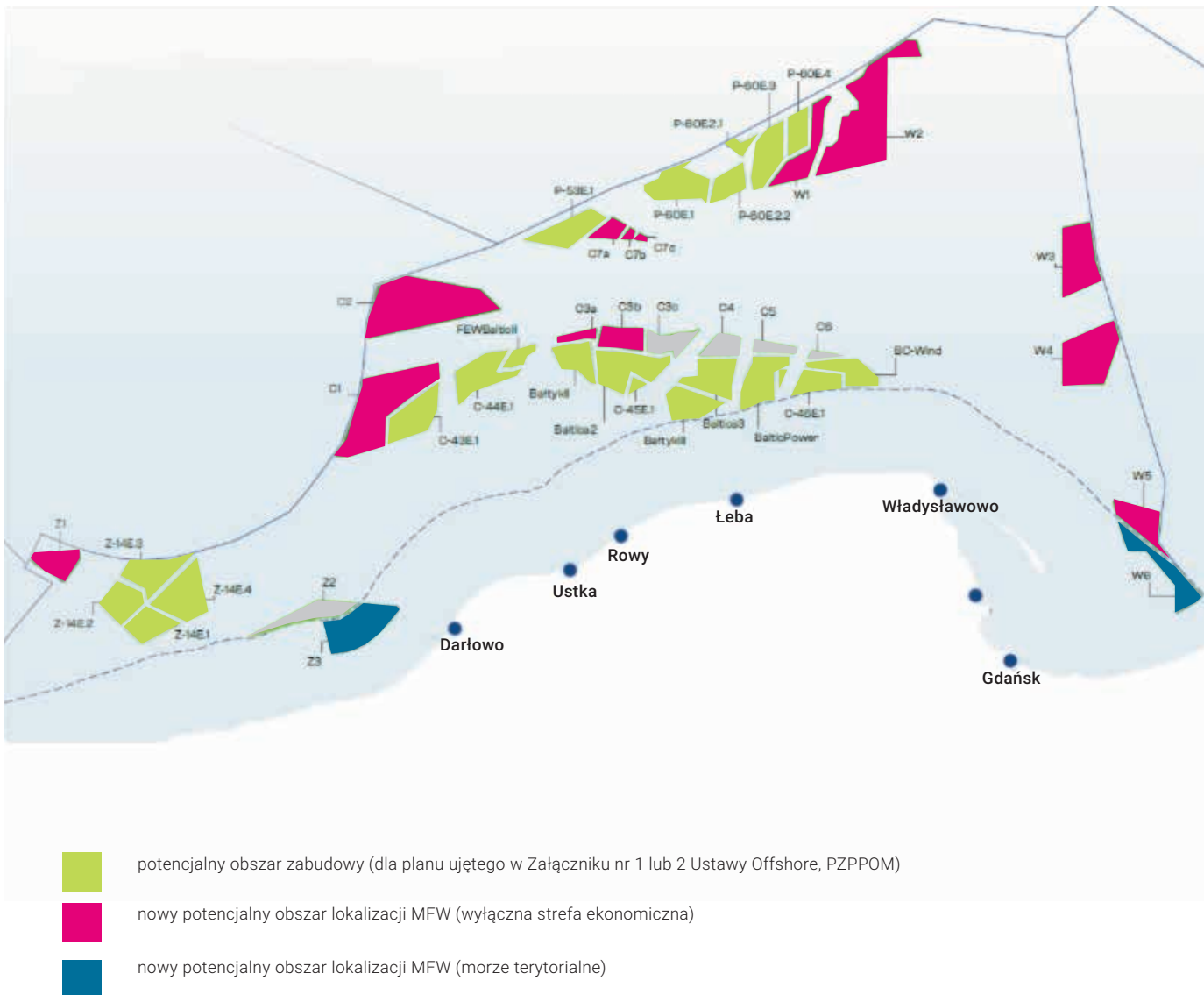
The total development area for OWE of the new areas identified in the PSEW Report is 2171.5 km². These areas

nie są ujęte w PZPPOM, stanowią natomiast wynik analizy eksperckiej. Ich ewentualne wykorzystanie musi wiązać się z szerokimi konsultacjami ze wszystkimi użytkownikami tych obszarów.

are not included in the PZPPOM, but are instead the result of expert analysis. Their possible use must involve extensive consultations with all users of these areas.

Rysunek 13. Obszary, na których jest możliwe lokalizowanie morskich farm wiatrowych

Fig. 13. Areas where it is possible to locate offshore wind farms



Źródło: Raport PSEW „Potencjał morskiej energetyki wiatrowej w Polsce”

Source: PSEW Report "Offshore wind energy potential in Poland"

Potencjał mocy zainstalowanej dla nowych obszarów wskazanych przez PSEW oszacowano na poziomie 17,7 GW, a w zakresie średniej produktywności rocznej na poziomie 70,7 TWh.

The installed capacity potential for the new areas identified by the PSEW was estimated at 17.7 GW, and in terms of average annual productivity at 70.7 TWh.

Łączny rzeczywisty potencjał morskiej energetyki wiatrowej w Polsce, zgodnie z raportem PSEW, wynosi 33 GW. Morskie farmy wiatrowe o tej mocy mogłyby produkować

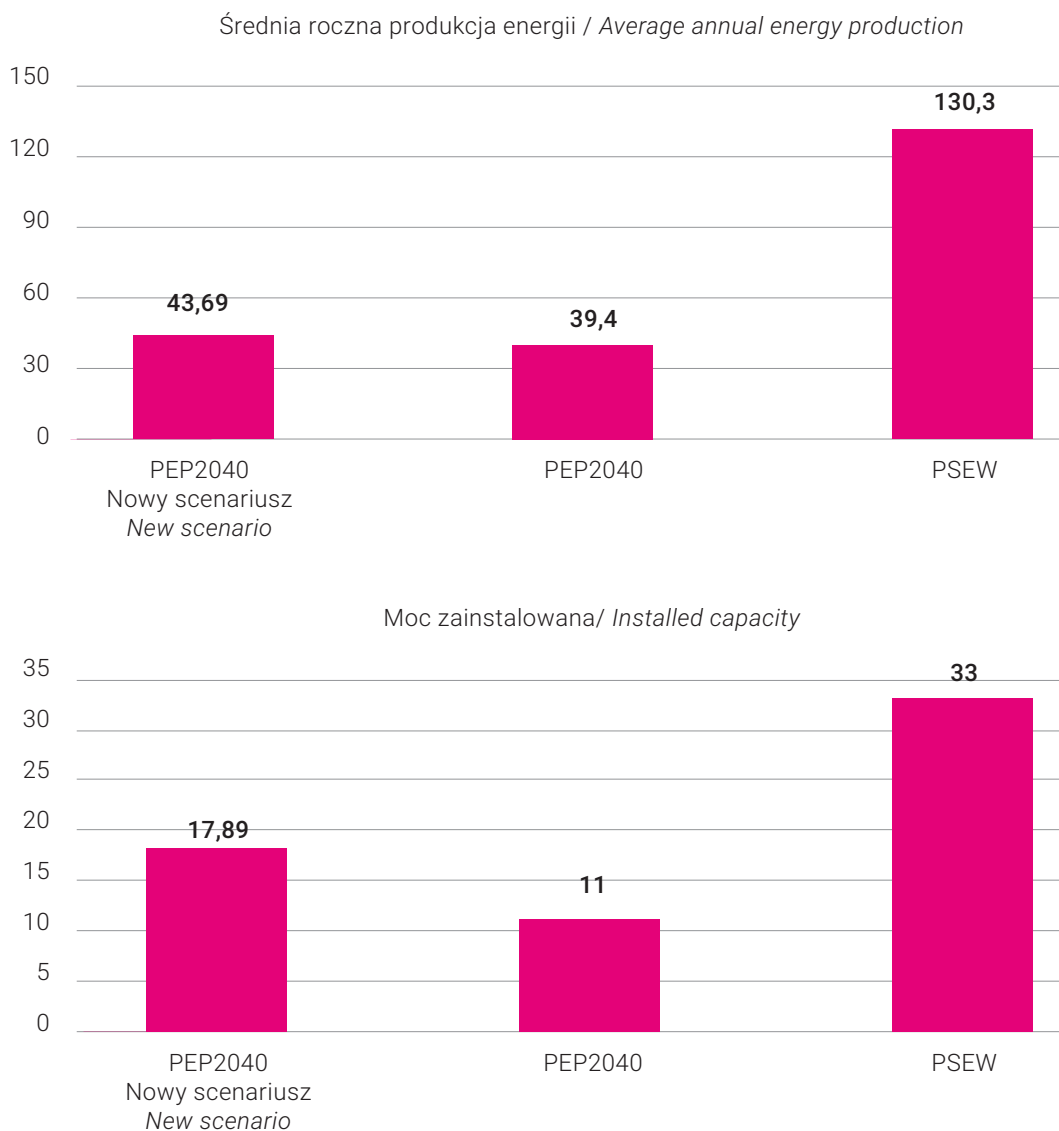
The aggregate actual potential of offshore wind power in Poland, according to the PSEW report, is 33 GW. Offshore wind farms of this capacity could produce about 130.3 TWh

ok. 130,3 TWh rocznie. Wartości te znacznie przewyższają obecnie obowiązujące cele Polityki Energetycznej Polski do 2040 r., co ukazuje rysunek poniżej.

per year. These values are well above the current goals of Poland's Energy Policy until 2040, as shown in figure below.

Wykres 34. Porównanie wyników raportu PSEW i celów Polityki Energetycznej Polski do 2040 r.

Chart 34. Comparison of the results of the PSEW report and the goals of Poland's Energy Policy until 2040



Źródło: Raport PSEW „Potencjał morskiej energetyki wiatrowej w Polsce”, Polityka energetyczna Polski do 2040 r., Wnioski z analiz prognostycznych dla sektora elektroenergetycznego – 3. Scenariusz PEP2040 – uzupełnienie załącznika 2.

Source: PSEW Report "Offshore wind energy potential in Poland", Poland's Energy Policy until 2040, Conclusions from forecasting analyses for the energy sector – 3. PEP2040 SCENARIO – SUPPLEMENTAL ANNEX 2.

W przypadku wykorzystania całego oszacowanego przez PSEW potencjału MEW mogłaby zaspokajać nawet 57% całkowitego zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce. Dodatkowo, przy założeniu rocznej produkcji 130 TWh, spadek emisji CO₂ mógłby wynieść nawet ok. 102 mln ton rocznie. Inwestycje w MEW o mocy 33 GW mogłyby wygenerować ponad 100 tysięcy miejsc pracy oraz 178 mld PLN wartości dodanej brutto w fazie rozwoju

If all of the PSEW's estimated potential is used, OWE could cover up to 57% of Poland's total electricity demand. In addition, assuming annual production of 130 TWh, the decrease in CO₂ emissions could be as much as approx. 102 million tons per year. Investments in 33 GW of OWE could generate more than 100,000 jobs and PLN 178 billion in gross value added during the development phase and PLN 46 billion annually during the operational phase (based

Siemens Gamesa zbudował silną pozycję na polskim rynku. Obecnie inwestujemy w nasze kadry, rozwijając działy sprzedaży i wykonawstwa offshore, zatrudniające docelowo ponad 100 specjalistów. Ze względu na spowolnienie w sektorze onshore, polski zespół sprzedaży wspiera część naszych zagranicznych projektów. Nadal jednak rozwijamy dział serwisu lądowego, który zapewnia wsparcie gwarancyjne i O&M dla około 1,5 GW turbin Siemens Gamesa i Servion zainstalowanych dotychczas w Polsce. W przyszłości zespół serwisowy będzie dalej rozbudowywany o usługi dla morskich farm wiatrowych po ich wybudowaniu.

Polska jest dla nas ważnym rynkiem offshore. Zawarliśmy już umowę na dostawy turbin wiatrowych do projektu Baltica 2 (PGE/Orsted, 1,5 GW), wstępne umowy jako preferowany dostawca turbin dla RWE (Bałtyk II, 350 MW), Polenergia/Equinor (Bałtyk II i Bałtyk III, łącznie 1,4 GW), a także prowadzimy rozmowy z innymi inwestorami w pierwszej fazie polskiego offshore. W przeciwieństwie do onshore, sektor offshore wydaje się być szeroko wspierany przez administrację państwa, co sprzyja tworzeniu odpowiednich ram prawnych i przyciąganiu firm do inwestowania w nowoczesne, dobrze rozwinięte łańcuchy dostaw.

Dzięki dostępowi do światowych wód, portów i infrastruktury oraz wysoko wykwalifikowanym specjalistom Polska stała się atrakcyjną lokalizacją dla długoterminowych inwestycji w różnych ogniwach łańcucha wartości offshore. Zrobiliśmy już sporo dla zwiększenia lokalnego kontentu, inwestując w sieć polskich dostawców, na co wydajemy średnio 1 mld PLN rocznie. Na początku tego roku współorganizowaliśmy w Gdańsku Dzień Dostawcy, który stał się swoistą platformą łączącą polskie firmy nie tylko z lokalnym, ale i globalnym łańcuchem dostaw. Niektóre firmy już zdecydowały się na inwestycje w produkcję wież offshore w Polsce, jak np. joint venture hiszpańskiej firmy GRI i polskiego Baltic Operator. Z drugiej strony Polska jest częścią UE, a wymogi dotyczące udziału lokalnego muszą pozostać niedyskryminujące w całej UE. Należy założyć, że w najbliższej przyszłości może nawet dojść do eskalacji protekcjonizmu regionalnego. Dla przykładu: amerykańska ustawa Inflation Reduction Act silnie promuje lokalny, amerykański kontent w projektach offshore, a UE przygotowała odpowiedź na nią, zwaną Net Zero Investment Plan, gdzie co najmniej 80% komponentów offshore powinno pochodzić z UE.

Offshore szybko zyskuje na popularności na całym świecie. Dziś, nie licząc Chin, globalnie instaluje się 4–5 GW rocznie. Za 5 lat poziom ten wzrośnie do ponad 30 GW rocznie. Stawienie czoła takiej dynamice rynku będzie wymagało pokonania poważnych wyzwań logistycznych, inżynierskich i ludzkich. Elastyczność przepisów, efektywność łańcucha dostaw i logistyki oraz dostępność wykwalifikowanego personelu stworzą przestrzeń nowej konkurencji na zglobalizowanym rynku offshore. W opublikowanej w ubiegłym roku europejskiej białej księdze zabiegamy o traktowanie energetyki wiatrowej jako branży o strategicznym znaczeniu dla bezpieczeństwa energetycznego, długoterminowej stabilności kosztów energii dla przemysłu, a także dla produkcji i zatrudnienia w Europie.



Paweł Przybylski

Dyrektor zarządzający, Siemens Gamesa Renewable Energy Sp. z o.o.
Managing Director, Siemens Gamesa Renewable Energy Sp. z o.o.

Siemens Gamesa has built a strong position in the Polish market over time. We are currently investing in our staff developing offshore sales and execution departments, eventually reaching a team of about >100 specialists. Due to the slowdown in the onshore sector, the Polish sales team is supporting some of our overseas projects. However, we continue to develop the onshore service department, which provides warranty and O&M support for about 1.5 GW of Siemens Gamesa and Servion turbines installed in Poland to date. In the future, the service team will be further expanded to include support for offshore wind farms once they are built.

For us, Poland is an important offshore market. We have already concluded the turbine supply agreement with PGE/Orsted (Baltica 2, 1.5 GW), preliminary agreements as a preferred turbine supplier for RWE (Baltic II, 350 MW), Pole-

nergia/Equinor (Bałtyk II and Bałtyk III, a total of 1.4 GW) and are also in talks with other investors in the first phase of the Polish offshore. Unlike onshore, the offshore sector seems to be widely supported by the state administration, which is conducive to creating the right legal framework and attracting companies to invest in modern, well-developed supply chains.

With access to the world's waters, ports and infrastructure, as well as highly skilled professionals, Poland has become an attractive location for long-term investment in various layers of the offshore value chain. We have already done quite a lot to increase local content by investing in a network of Polish suppliers, where we spend an average of PLN 1 billion a year. At the beginning of this year, we co-organized the Supplier's Day in Gdansk, which became a kind of platform to connect Polish companies not only to the local, but also to the global supply chain. Some companies have already decided to invest in offshore tower production in Poland, such as the joint venture of Spain's GRI and Poland's Baltic Operator. On the other hand, Poland is part of the EU and local content requirements must remain non-discriminatory throughout the EU. It should be assumed that regional protectionism may even escalate in the near future. For example, the U.S. Inflation Reduction Act heavily promotes local U.S. content in offshore projects, and the EU has prepared a response to it, called the Net Zero Investment Plan, where at least 80% of offshore components should come from the EU.

Offshore is quickly gaining traction around the world. Today, 4–5 GW per year are installed worldwide, excluding China. In 5 years, it will grow to more than 30 GW per year. Facing it will require overcoming of serious logistical, engineering, and human challenges. The flexibility of regulations, the efficiency of the supply chain and logistics, and the availability of human resources will all create space for new competition in the globalized offshore market. In the European white paper published last year we ask for the wind energy industry to be treated as an industry of strategic importance for energy security, long-term cost stability, and for production and employment in Europe.

i 46 mld PLN rocznie w fazie operacyjnej (na podstawie raportu EY na zlecenie PSEW, 2019). Biorąc pod uwagę skalę planowanych inwestycji w MEW i biorąc pod uwagę rzeczywisty potencjał MEW, Polska ma szansę stać się jednym z największych centrów offshore w Europie.

Do 2050 r. ok. 2% energii elektrycznej produkowanej w źródłach odnawialnych ma być produkowane przez pływające farmy wiatrowe. Zastosowanie rozwiązań pływających zapewni dostęp do zasobów wiatru zlokalizowanych na obszarach o znacznej głębokości, co zwiększy elastyczność w wyborze lokalizacji, w tym możliwość wyboru obszarów o większej prędkości wiatru, znajdujących się na akwenach o większej głębokości i bardziej oddalonych od brzegu oraz o mniejszym oddziaływaniu społecznym i środowiskowym. Przewiduje się, że do 2050 r. pływające farmy wiatrowe będą generowały 15% całej energii elektrycznej produkowanej przez morskie farmy wiatrowe na świecie¹⁴⁰.

Zainteresowanie pływającą energetyką wiatrową rośnie w bardzo szybkim tempie. GWEC w raporcie z 2020 r. prognozował wzrost tej technologii z 17 MW w 2020 r. do 6,5 GW do 2030 r. W raporcie 2021 r. Rada zwiększyła prognozę na 2030 r. do 16,5 GW¹⁴¹. GWEC wskazuje na duże zainteresowanie na świecie rozwojem projektów wykorzystujących fundamenty pływające, uzależniając osiągnięcie celów klimatycznych od rozwoju tej technologii. Takie kraje jak Chiny, Korea, Japonia czy Tajwan mają w planie rozwój projektów pływających farm wiatrowych. W 2022 r. Chiny rozpoczęły budowę największego pływającego projektu na świecie o mocy 1 GW (projekt będzie realizowany w kilku fazach)¹⁴². Chiny to zresztą lider rozwoju morskiej energetyki wiatrowej – tylko w 2021 r. oddano tam do użytku 17,4 GW nowych mocy, natomiast w 2022 r. – 6,8 GW¹⁴³.

Komisja Europejska oczekuje, że do 2024 r. w Europie uruchomione zostaną pływające morskie turbiny wiatrowe o mocy 150 MW¹⁴⁴. Komisja Europejska wspiera rozwój technologii pływających, co zostało określone m.in. w Strategii UE mającej na celu wykorzystanie potencjału energii z morskich źródeł odnawialnych na rzecz neutralnej dla klimatu przyszłości. W niektórych państwach europejskich zwiększane lub definiowane są cele i ogłaszane duże komercyjne projekty dotyczące pływających elektrowni wiatrowych. Wielka Brytania zwiększyła swój cel na 2030 r. dla MEW z 40 do 50 GW, z czego 5 GW to cel dla turbin pływających. W Szkocji przyznano pozwolenia lokalizacyjne dla projektów MEW wykorzystujących fundamenty

¹⁴⁰ DNV, Floating Offshore Wind: The next five years Floating Offshore Wind: The next five years – DNV.

¹⁴¹ GWEC, floating offshore wind – a global opportunity, GWEC-Report-Floating-Offshore-Wind-A-Global-Opportunity.pdf.

¹⁴² China starts building a 1 GW floating offshore wind project in Hainan

¹⁴³ China Leads in New Offshore Wind Capacity Second Year in Row, Likely to Preserve Top Position in 2023 | Offshore Wind.

¹⁴⁴ Strategia UE mająca na celu wykorzystanie potencjału energii z morskich źródeł odnawialnych na rzecz neutralnej dla klimatu przyszłości, COM(2020) 741, EUR-Lex – 52020DC0741 – PL – EUR-Lex (europa.eu).

on a report by EY on behalf of the PSEW, 2019). Given the scale of planned investments in OWE and taking into account the actual potential of OWE, Poland has a chance to become one of the largest offshore centers in Europe.

By 2050, about 2% of the electricity produced from renewable sources is expected to be produced by floating wind farms. The use of floating solutions will provide access to wind resources located in areas of significant depth, increasing flexibility in site selection, including the ability to choose areas with higher wind speeds, located in bodies of water with greater depth and farther from shore, and with less social and environmental impact. By 2050, floating wind farms are expected to generate 15% of all electricity produced by offshore wind farms worldwide.¹⁴⁰

Interest in floating wind energy is growing at a very fast pace. In a 2020 report, GWEC projected that the technology would grow from 17 MW in 2020 to 6.5 GW by 2030. In the 2021 report, the Council increased the 2030 forecast to 16.5 GW.¹⁴¹ GWEC points to strong global interest in developing projects using floating foundations, making the achievement of climate goals contingent on the development of this technology. Countries such as China, Korea, Japan and Taiwan have plans to develop floating wind farm projects. In 2022, China has begun construction of the world's largest floating project with a capacity of 1 GW (the project will be implemented in several phases).¹⁴² China is actually the leader in offshore wind development, with 17.4 GW of new capacity commissioned there in 2021 alone, and 6.8 GW in 2022.¹⁴³

The European Commission expects 150 MW¹⁴⁴ of floating offshore wind turbines to be operational in Europe by 2024. The European Commission supports the development of floating technologies, as outlined, i.a. in the EU Strategy to harness the potential of offshore renewable energy for a climate-neutral future. In some European countries, targets are being increased or defined and large commercial floating wind projects announced. The UK has increased its 2030 target for offshore wind from 40 to 50 GW, of which 5 GW is for floating turbines. In Scotland, site permits have been granted for OWE projects using floating foundations with a total capacity of 15 GW (at the same time – 10 GW for OWE with fixed foundations). The UK granted CfD support

¹⁴⁰ DNV, Floating Offshore Wind: The next five years Floating Offshore Wind: The next five years – DNV.

¹⁴¹ GWEC, floating offshore wind – a global opportunity, GWEC-Report-Floating-Offshore-Wind-A-Global-Opportunity.pdf.

¹⁴² Enerdata. China starts building a 1 GW floating offshore wind project in Hainan | Enerdata.

¹⁴³ Offshore Wind. | China Leads in New Offshore Wind Capacity Second Year in Row, Likely to Preserve Top Position in 2023 | Offshore Wind.

¹⁴⁴ An EU strategy to harness the potential of offshore renewable energy for a climate-neutral future, COM(2020) 741, EUR-Lex – 52020DC0741 – EN – EUR-Lex (europa.eu).

plywające o łącznej mocy 15 GW (równolegle – 10 GW dla MEW ze stałymi fundamentami). UK przyznało wsparcie CfD dla pływającej farmy wiatrowej o mocy 32 MW. We Francji przyznano dodatkowe wsparcie dla wschodzących technologii, w tym pływających turbin wiatrowych, na poziomie 1 mld EUR. Dodatkowo, we Francji otwartych jest kilka aukcji o łącznej mocy 4,25 GW dla MEW o stałych i pływających fundamentach. Norwegia, która chce osiągnąć 30 GW mocy zainstalowanej w MEW do 2040 r., zidentyfikowała obszar o mocy 1,5 GW dla turbin pływających. Dla tej technologii zostanie uruchomiona dedykowana aukcja, w której będą rekomendowane dwa kryteria pozacenowe, tj. LCOE na 2030 r. i wkład w innowacyjność. Włochy planują uruchomienie aukcji dla pływających farm wiatrowych o łącznej mocy 3,5 GW między 2023 a 2026 r.¹⁴⁵

Również Polska posiada potencjał w zakresie pływającej energetyki wiatrowej. W raporcie PSEW spośród wskazanych 20 nowych obszarów morskich, dla sześciu lokalizacji założono wykorzystanie fundamentów pływających. Łączna moc, jaka mogłaby zostać zrealizowana na tych obszarach, to 9,6 GW¹⁴⁶, co stanowi ponad 50% całkowitego potencjału tych obszarów.

Obecnie główną barierą rozwoju tej technologii są koszty. LCOE dla morskich farm wiatrowych wykorzystujących fundamenty stałe kształtuje się poniżej 50 USD/MWh, natomiast w przypadku zastosowania fundamentów pływających wartość LCOE może przekroczyć 200 USD/MWh. Wynika to przede wszystkim z niewielkich rozmiarów pierwszych pływających farm wiatrowych oraz niedojrzałości technologii i łańcucha dostaw. Przewiduje się, że LCOE dla pływających turbin może spaść do 100 USD/MWh do 2025 r. i poniżej 40 USD/MWh do 2050 r. Będzie to wynikiem rozwoju technologicznego i skali realizowanych przedsięwzięć¹⁴⁷.

for a 32 MW floating wind farm. In France, additional support of 1 billion has been granted for emerging technologies, including floating wind turbines. In addition, several auctions are open in France with a total capacity of 4.25 GW for OWFs with fixed and floating foundations. Norway, which wants to reach 30 GW of OWF capacity by 2040, has identified an area of 1.5 GW for floating turbines. A dedicated auction will be launched for this technology, which will recommend two non-price criteria, i.e. LCOE for 2030 and contribution to innovation. Italy plans to launch an auction for floating wind farms with a total capacity of 3.5 GW between 2023 and 2026.¹⁴⁵

Poland also has potential for floating wind power. In the PSEW's report, out of the 20 new offshore areas identified, the use of floating foundations was assumed for six sites. The total power that could be achieved in these areas is 9.6 GW,¹⁴⁶ which is more than 50% of the total potential of these areas.

Currently, the main barrier to the development of this technology is the cost. The LCOE for offshore wind farms using fixed foundations is below 50 USD/MWh, whereas in the case of using floating foundations the LCOE can exceed 200 USD/MWh. This is primarily due to the small size of the first floating wind farms and the immaturity of the technology and supply chain. It is expected that the LCOE for floating turbines may decrease to 100 USD/MWh by 2025 and below 40 USD/MWh by 2050. This will be a result of technological advances and the scale of projects implemented.¹⁴⁷

¹⁴⁵ WindEurope, Offshore wind in Europe – key trends and statistics 2022, Offshore wind in Europe – key trends and statistics 2022 | WindEurope.

¹⁴⁶ Raport PSEW „Potencjał morskiej energetyki wiatrowej w Polsce”.

¹⁴⁷ DNV, Floating Offshore Wind: The next five years Floating Offshore Wind: The next five years – DNV.

¹⁴⁵ WindEurope, Offshore wind in Europe – key trends and statistics 2022, Offshore wind in Europe – key trends and statistics 2022 | WindEurope.

¹⁴⁶ PSEW report "Offshore wind energy potential in Poland".

¹⁴⁷ DNV, Floating Offshore Wind: The next five years Floating Offshore Wind: The next five years – DNV.

**Dodatek
specjalny**

**Special
focus**



**Umowy cPPA – status quo
i perspektywy rozwoju**

**cPPAs – status quo
and prospects for development**

1 Modele korporacyjnych umów sprzedaży energii

1.1. Umowa zakładająca fizyczną sprzedaż energii elektrycznej

Ten model umowy cPPA zakłada fizyczną sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej w danej instalacji OZE na rzecz odbiorcy (kupującego).

Może być zawarta zarówno z przedsiębiorstwem obrotu, jak i odbiorcą końcowym, kupującym energię elektryczną na potrzeby własne. W takim przypadku należy jednak wziąć pod uwagę obowiązki regulacyjne, w szczególności związane z obowiązkami wytwórcy w przedmiocie zakupu i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia i świadectw pochodzenia biogazu rolniczego oraz świadectw efektywności energetycznej. Będą to koszty, które wpłyną na rozliczenie sprzedaży energii elektrycznej pomiędzy wytwórcą a odbiorcą końcowym. Obowiązki związane z zakupem i przedstawieniem do umorzenia świadectw pochodzenia i świadectw pochodzenia biogazu rolniczego nie będą jednak dotyczyć tych umów cPPA, które zawarte są z odbiorcą końcowym mającym status tzw. odbiorcy przemysłowego, w rozumieniu art. 52 ust. 2 pkt 1 ustawy z 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii¹⁴⁸ (dalej jako: „Ustawa OZE”).

Umowa cPPA może też przewidywać, że kupujący (odbiorca) będzie jednocześnie zobowiązany do świadczenia usług bilansowania handlowego na rzecz wytwórcy oraz sprzedaży na rzecz wytwórcy energii elektrycznej na potrzeby własne, samodzielnie bądź poprzez podmiot, działający w tym zakresie w wykonaniu zobowiązań kupującego.

Na rynku można też zaobserwować omawiany model umowy cPPA z udziałem spółki obrotu, w roli pośrednika pomiędzy wytwórcą a odbiorcą końcowym. Zasadniczo będzie to wynikało z konieczności zachowania równowagi między potrzebami producenta i odbiorcy. Wówczas umowa cPPA może przybrać formę umowy pomiędzy wytwórcą a spółką obrotu, wraz z korespondującą z nią umową pomiędzy tą spółką obrotu i odbiorcą końcowym (z ang. back-to-back agreement), bądź też formę umowy trójstronnej.

Sprzedaż energii w ramach umów cPPA jest związana z obowiązkami raportowania w ramach REMIT, o czym mowa punkcie 4.3.

1.2. Umowa finansowa – zakładająca wirtualną sprzedaż energii elektrycznej

Ten model umowy cPPA nie odnosi się do sprzedaży energii elektrycznej w tym znaczeniu, że nie dochodzi do fizycznej sprzedaży (przeniesienia własności) energii elektrycznej

¹⁴⁸ T.j. Dz.U. z 2022 r., poz. 1378 ze zm.

Models of corporate energy sales contracts

1.1. Physical Power Purchase Agreement

This cPPA model involves the physical sale of electricity generated at a given RES installation to a customer (purchaser).

It can be concluded with both a trading company and an end-user purchasing electricity for their own use. In such a case, however, regulatory obligations must be taken into account, in particular those related to the producer's obligations to purchase and present for redemption certificates of origin and certificates of origin of agricultural biogas and energy efficiency certificates. They will be costs that will affect the settlement of electricity sales between the producer and the end use. Obligations related to the purchase and presentation for redemption of certificates of origin and certificates of origin of agricultural biogas will not, however, apply to those cPPAs that are concluded with an end-user having the status of a so-called industrial customer, as defined in Article 52(2)(1) of the Act of February 20, 2015 on Renewable Energy Sources¹⁴⁸ (hereinafter: the "RES Act").

The cPPA may also provide that the purchaser (customer) will at the same time be obliged to provide commercial balancing services to the producer and sell electricity to the producer for its own use, either on its own or through an entity, acting in this regard in performance of the purchaser's obligations.

In the market, one can also observe the physical cPPA model with the participation of a trading company, in the role of an intermediary between the producer and the end customer. Generally, this will be based on the need to balance the needs of the producer and the buyer. The cPPA can then take the form of an agreement between the producer and the trading company, with a corresponding agreement between the trading company and the end-user (back-to-back agreement), or it can take the form of a three-party agreement.

Energy sales under cPPAs are linked to REMIT reporting obligations, as discussed in Section 4.3.

1.2. Virtual Power Purchase Agreement

This cPPA model does not refer to the sale of electricity in the sense that there is no physical sale (transfer of ownership) of electricity between the generator and the customer

¹⁴⁸ Consolidated text Journal of Laws 2022, item 1378 as amended.

między wytwórcą a odbiorcą (kupującym). Każda ze stron samodzielnie sprzedaje (w przypadku wytwórcy) i kupuje (w przypadku odbiorcy) energię elektryczną na rynku.

Umowa ta przewiduje zatem wyłącznie rozliczenie finansowe. Jej przedmiotem jest instrument finansowy w rozumieniu ustawy z 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi¹⁴⁹, tj. kontrakt różnicowy rozliczany w odniesieniu do wybranego instrumentu bazowego.

Z perspektywy wytwórcy i kupującego jest to instrument hedgingowy, który ma za zadanie zabezpieczać stałą cenę energii elektrycznej na czas obowiązywania umowy i chronić przed wahaniami cen energii elektrycznej na rynku.

Kluczowe jest określenie nie tylko ceny energii elektrycznej, ale także instrumentu bazowego, którego cena będzie stanowiła podstawę do dokonania rozliczenia. Rozliczenie będzie kalkulowane jako wynik iloczynu wolumenu energii elektrycznej w określonym przedziale czasu (np. godzinie) oraz różnicy pomiędzy ceną energii elektrycznej określoną w umowie oraz ceną instrumentu bazowego. W przypadku wyniku dodatniego odbiorca (kupujący) płaci wytwórcy, natomiast w przypadku wyniku ujemnego wytwórca płaci kupującemu (odbiorcy) wartość bezwzględną. Rozliczenie jest dokonywane z reguły co miesiąc.

Instrumentem bazowym może być jeden z indeksów prowadzonych przez Towarową Giełdę Energii S.A., wedle wyboru stron.

Rozliczenie finansowe w ramach wirtualnych umów cPPA, określanych również skrótowo vPPA, jest związane z obowiązkami raportowania w ramach EMIR, o czym mowa w punkcie 4.3.

1.3. Umowa na sprzedaż energii elektrycznej z linią bezpośrednią

Umowa sprzedaży energii elektrycznej z wykorzystaniem linii bezpośredniej zakłada pominięcie systemu elektroenergetycznego i dostawę energii elektrycznej bezpośrednio od wytwórcy do odbiorcy końcowego.

Budowa linii bezpośredniej, a precyzyjniej linii elektroenergetycznej łączącej wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linii elektroenergetycznej łączącej jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstw od niego zależnych, wymaga uzyskania zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę, co wynika z ustawy z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne¹⁵⁰ (dalej jako: „Prawo energetyczne”).

¹⁴⁹ T.j. Dz.U. z 2022 r., poz. 1500 ze zm.

¹⁵⁰ T.j. Dz.U. z 2022 r., poz. 1385 ze zm.

(buyer). Each party independently sells (in the case of the producer) and buys (in the case of the purchaser) electricity on the market.

The contract therefore provides for a financial settlement only. Its subject is a financial instrument within the meaning of the Act of July 29, 2005 on trading in financial instruments,¹⁴⁹ i.e. a contract for difference settled with reference to a selected base instrument.

From the perspective of the generator and the buyer, it is a hedging instrument designed to secure a fixed electricity price for the term of the contract and protect against fluctuations in electricity prices on the market.

It is crucial to determine not only the price of electricity, but also the base instrument whose price will form the basis for settlement. The settlement will be calculated as the result of the product of the volume of electricity in a certain period of time (e.g., an hour) and the difference between the price of electricity specified in the contract and the price of the base instrument. In the case of a positive result, the customer (purchaser) pays the producer, while in the case of a negative result, the producer pays the purchaser (consumer) the absolute value. Settlement is generally made on a monthly basis.

The base instrument can be one of the indices run by the Polish Power Exchange, at the choice of the parties.

Financial settlement under virtual cPPAs, also abbreviated as vPPAs, is linked to reporting obligations under EMIR, as discussed in Section 4.3.

1.3. Near site direct wire power purchase agreement

A near site direct wire power purchase agreement involves bypassing the power system and supplying electricity directly from the generator to the end customer.

The construction of a direct wire, or more precisely, a power line connecting an isolated power generation unit directly to a customer, or a power line connecting a power generation unit of a power company with installations belonging to that company or installations belonging to its subsidiaries, requires the approval of the President of the Polish Energy Regulatory Office (URE) before the construction permit is issued, as stipulated by the Law of April 10, 1997 – Energy Law (hereinafter: "Energy Law").¹⁵⁰

¹⁴⁹ Consolidated text Journal of Laws 2022, item 1500 as amended.

¹⁵⁰ Consolidated text Journal of Laws 2022, item 1385 as amended.

Aktualnie stanowisko Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w zasadzie uniemożliwia budowę linii bezpośredniej w Polsce, a co za tym idzie, uniemożliwia również zawarcie umowy sprzedaży energii elektrycznej z wykorzystaniem linii bezpośredniej. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki stoi na stanowisku, że linia bezpośrednia powinna być dedykowana wyłącznie układom wyspowym, a zgoda na jej budowę powinna zostać wyrażona wyłącznie w sytuacji braku możliwości przyłączenia odbiorcy do sieci elektroenergetycznej. Funkcjonowanie przedsiębiorstwa bez zapewnienia stałych dostaw energii elektrycznej z systemu elektroenergetycznego jest kluczowe dla zapewnienia ciągłości prowadzonej działalności gospodarczej. Niemniej jednak wykorzystanie linii bezpośredniej w kontekście praktyki Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nie ma obecnie zastosowania.

Zmiana powyższej sytuacji może zostać dokonana poprzez nowelizację przepisów prawa. Aktualnie rząd proceduje projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii – UC74¹⁵¹, w którym przewidziano procedurę powiadomienia Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o zamiarze wybudowania linii bezpośredniej wraz z przedłożeniem informacji o maksymalnym znamionowym napięciu, długości, schemacie elektrycznym z zaznaczeniem w szczególności układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz miejsc rozgraniczenia własności, lokalizacji i parametrach technicznych, danych technicznych jednostek wytwórczych, które dostarczają energię linią bezpośrednią, wykorzystywanej przez nią technologii wytwarzania energii elektrycznej i ich mocy zainstalowanej. Konieczne będzie także przedłożenie ekspertyzy wpływu linii bezpośredniej lub urządzeń, instalacji lub sieci do niej przyłączonych na system elektroenergetyczny. Spełnienie wymagań w tym zakresie będzie umożliwiło uzyskanie wpisu do wykazu linii bezpośrednich.

Należy także dodać, że projektodawca przewiduje także obowiązek uiszczania tzw. opłaty solidarnościowej zależnej od ilości energii elektrycznej dostarczonej linią bezpośrednią. Obowiązek jej uiszczania ma spoczywać na wydzielonym odbiorcy (z wyjątkiem wydzielonego odbiorcy nieprzyłączonego do sieci elektroenergetycznej), a także na przedsiębiorstwie energetycznym wykonującym działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną, do którego energia elektryczna dostarczana jest z jednostki linią bezpośrednią w celu bezpośredniego dostarczenia energii elektrycznej do jego własnych obiektów, w tym urządzeń i instalacji, podmiotów będących jego jednostkami podporządkowanymi oraz do odbiorców przyłączonych do sieci, urządzeń i instalacji tego przedsiębiorstwa.

Przyjęcie ww. projektu powinno umożliwić i rozpowszechnić sprzedaż energii elektrycznej dostarczanej za pomocą linii bezpośredniej.

¹⁵¹ <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12347450/katalog/12792194#12792194>.

The current position of the President of the URE basically prevents the construction of direct wires in Poland, and therefore also prevents the conclusion of a direct wire power purchase agreement. The position of the President of the URE is that a direct line should be dedicated exclusively to island systems, and consent to its construction should be given only in the absence of a possibility of connecting the customer to the power grid. The operation of an enterprise without the assurance of a constant supply of electricity from the power system is crucial to ensure the continuity of business operations. However, the use of a direct wire in the context of the practice of the President of the URE is not currently applicable.

Changing the above situation can be done by amending the law. Currently, the government is proceeding a draft law amending the Law – Energy Law and the Law on Renewable Energy Sources – UC74,¹⁵¹ which provides for a procedure for notifying the President of the URE of the intention to construct a direct wire, along with the submission of information on the maximum rated voltage, length, electrical scheme with particular emphasis on metering and billing systems and locations of property demarcation, location and technical parameters, technical data of the generating units that supply energy through the direct wire, the electricity generation technology it uses and their installed capacity. It will also be necessary to submit an expert report on the impact of the direct wire or the equipment, installations or networks connected to it on the power system. Fulfilling the requirements in this regard will make it possible to obtain an entry in the list of direct wires.

It should also be added that the draft initiators also provide for the obligation to pay a so-called solidarity fee depending on the amount of electricity supplied by a direct wire. The obligation to pay it is to be borne by the isolated customer (with the exception of the isolated customer not connected to the electricity grid), as well as by the energy enterprise engaged in the business of electricity trading, to which electricity is supplied from the unit by a direct line for the purpose of direct supply of electricity to its own facilities, including equipment and installations, entities that are its subordinate units, and to customers connected to the network, equipment and installations of this enterprise.

Adoption of the above-mentioned draft should enable and popularize the sale of electricity supplied through a direct wire line.

¹⁵¹ <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12347450/katalog/12792194#12792194>.

W perspektywie najbliższych lat polska energetyka stoi przed wyzwaniem transformacji i odejścia od węgla. Z doniesień o założeniach aktualizowanej Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. już w 2030 r. produkcja z OZE może pokrywać 47% krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną, a w 2040 r. – nawet 51%. To pokazuje, jak dużą rolę OZE będzie odgrywać w polskim miksie energetycznym.

Sektor ten mierzy się jednak z wieloma wyzwaniami. Przede wszystkim, energii z OZE mamy obecnie za mało, a dostęp do niej bywa utrudniony. W ostatnich miesiącach szeroko dyskutowana była nowelizacja tzw. zasady 10H, która częściowo ułatwi inwestowanie w nowe moce wiatrowe, ale to wciąż za mało.

Dla skutecznego przeprowadzenia transformacji konieczna jest także reforma sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, ze szczególnym uwzględnieniem kwestii tzw. linii bezpośredniej. Prowadzone są obecnie prace legislacyjne mające na celu zmiany w tym zakresie. Sektor liczy na skuteczne przeprowadzenie tego procesu, ponieważ bez tego typu rozwiązań inwestycje firm w nieduże jednostki OZE są znacząco utrudnione.

Mimo to kolejne firmy decydują się na przejście na zieloną energię. W czasach trwającego kryzysu energetycznego i wahań na rynku poszukiwane są rozwiązania, które zapewniają stabilne, przewidywalne ceny, niezagrażające ciągłości prowadzenia biznesu. Takim rozwiązaniem jest umowa cPPA, która zapewnia stałą cenę energii z gwarancją pochodzenia w wieloletnim rozliczeniu.

W ramach Grupy Eesti Energia, której jesteśmy częścią, mamy prawie 2 tys. umów typu cPPA, opartych na dostawach ze źródeł odnawialnych, które już są w budowie albo wkrótce zaczną być budowane. W ramach umów cPPA sprzedaliśmy już prawie 20 TWh, co stanowi znaczący udział w bałtyckim rynku energii. W zakresie cPPA działamy także na polskim rynku, jednak blokują nas właśnie regulacje czy wyżej wspomniane ograniczenia mocy energii odnawialnej. W Polsce ta forma kontraktów dostępna jest na razie prawie wyłącznie dla dużych podmiotów o dużym zapotrzebowaniu na energię. Tymczasem powinno być także dostępne dla małych i średnich przedsiębiorców, którzy są bardziej narażeni na wahania cen energii, a jednocześnie mają mniejsze możliwości inwestycyjne. Obecnie obowiązujący wymóg przedstawienia ratingu bankowego lub zapłaty zabezpieczenia jest dla tych przedsiębiorstw często warunkiem zaporowym. Enefit, jako część dużej grupy energetycznej o rozbudowanym portfelu umów, jest w stanie wziąć na siebie część ryzyka, ale liczymy też, że w niedługiej perspektywie ta bariera zostanie zniesiona. Prowadzone są prace w Komisji Europejskiej, które mają tę kwestię rozwiązać za pomocą prawa do posiadania wielu kontraktów w jednym punkcie poboru, a także zagwarantowania przez państwo cen energii w celu zabezpieczenia inwestorów OZE.



Maciej Kowalski
CEO, Enefit w Polsce

In the coming years the Polish energy sector faces the challenge of transformation and moving away from coal. According to reports on the assumptions of Poland's updated Energy Policy until 2040, already in 2030, production from RES could cover 47% of the country's electricity demand and in 2040 – even 51%. This shows how significant a role RES will play in the Polish energy mix in the coming years.

However, the sector faces several challenges. First and foremost, we currently have not enough energy from RES and access to it is sometimes difficult. The amendment of the so-called 10H rule, which will partly facilitate investment in new wind capacity, has been widely discussed in recent months, but it is still insufficient. Trans-

mission and distribution grid reform is also necessary for a successful transition, with particular attention to the issue of so-called direct lines. Legislative work is currently underway to change this. The sector is counting on the successful implementation of this process, because until then, without such solutions, investments by companies in small-scale RES generation units are significantly hampered.

Nevertheless, more companies are choosing to make the transition to green energy. In times of ongoing energy crisis and market volatility, solutions are sought that provide stable, predictable prices that do not threaten business continuity. The cPPA, which provides a fixed energy price with a guarantee of origin in a multi-year settlement, is just such a solution.

In the Eesti Energia Group, of which we are a part, we have almost 2,000 cPPAs, based on supplies from renewable sources already under construction or about to be built. We have already sold nearly 20 TWh in cPPAs, which represents a significant share of the Baltic energy market. Regarding cPPA, we are also active in the Polish market but we are blocked by regulations or the aforementioned limitations on renewable energy capacity. This contract form is available almost exclusively to large entities with high energy demand in Poland. Meanwhile, it should also be available to small and medium-sized entrepreneurs, who are more exposed to energy price fluctuations and, at the same time, have smaller investment opportunities. The current requirement to provide a bank rating or pay collateral is often a prohibitive condition for these companies. Enefit, as part of a large energy group with an extensive contract portfolio, can take on some of this risk, but we also hope this barrier will be lifted soon. Work is underway in the European Commission to address this issue with the right to hold multiple contracts at a single point of consumption and a state guarantee of energy prices to safeguard RES investors.

1.4. Modele zw. z wolumenem energii elektrycznej

Zarówno fizyczny, jak i wirtualny model umów cPPA może odnosić się do całego wytworzonego w danej instalacji wolumenu (model pay as produced) bądź też zakładać sprzedaż/rozliczenie określonego z góry wolumenu (model baseload).

1.4. Models involving electricity volume

Both the physical and virtual cPPA models can refer to the entire volume generated at a given plant (the pay as produced model) or assume the sale/settlement of a predetermined volume (the baseload model).

Zasadnicza różnica między wybranymi modelami odnosi się do podziału ryzyka pomiędzy wytwórcą i odbiorcą (kupującym). Model pay as produced będzie pod tym kątem bardziej korzystny dla wytwórcy, albowiem ryzyko wolumenu i profilu produkcji danej instalacji ponosi odbiorca. Z kolei model baseload przenosi te ryzyka na wytwórcę, choć dla odbiorcy może się wiązać z wyższą ceną kontraktowanej energii elektrycznej.

Dotychczas na rynku dominowały umowy o modelu pay as produced.

2

Problemowe klauzule umowne

2.1. Zagadnienia wstępne

Umowy cPPA, tak w modelu fizycznym, jak i wirtualnym nie są wprost uregulowane w polskim porządku prawnym. Na poziomie unijnym pewną wskazówką może być definicja zawarta w Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych¹⁵² (dalej jako: „Dyrektywa RED II”), która przewiduje, że „umowa zakupu odnawialnej energii elektrycznej” oznacza umowę, na podstawie której osoba fizyczna lub prawna zgadza się na zakup odnawialnej energii elektrycznej bezpośrednio od producenta energii elektrycznej¹⁵³. Definicja ta nie odnosi się zatem do modelu vPPA.

Umowa zakładająca fizyczną sprzedaż energii elektrycznej stanowi umowę sprzedaży w rozumieniu art. 535 § 1 i art. 555 ustawy z 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny¹⁵⁴. Z tego względu jej koniecznymi elementami jest określenie przedmiotu sprzedaży oraz ceny. Pozostałe elementy objęte są zasadą swobody umów, która oddaje w ręce stron możliwość ułożenia łączącej je umowy, tak długo, jak jej treść nie sprzeciwia się prawu, naturze stosunku prawnego i zasadom współżycia społecznego. Prawo energetyczne zawiera co prawda katalog zagadnień, które powinny znaleźć się w umowie sprzedaży energii, gdzie wymieniono m.in. grupy taryfowe, bonifikaty, konsekwencje wyboru sprzedawcy rezerwowego, jednak orzecznictwo przesądziło, że składniki te nie są konieczne z punktu widzenia ważności umowy. Jako że część tych elementów nie jest spójna z modelem fizycznej umowy PPA, fakt, że mogą one zostać pominięte, jest bardzo ważny.

Na zasadzie swobody umów oparta jest też umowa vPPA, a zatem to strony mają za zadanie uregulować wszystkie elementy danej umowy.

¹⁵² Dz.U. UE. L. z 2018 r. Nr 328, str. 82 ze zm.

¹⁵³ Art. 2 pkt 17 Dyrektywy RED II.

¹⁵⁴ T.j. Dz.U. z 2022 r., poz. 1360 ze zm.

The main difference between the chosen models relates to the sharing of risk between the generator and the customer (purchaser). The pay-as-produced model will be more favorable to the producer in this respect, since the risk of the volume and production profile of a given plant is borne by the purchaser. The baseload model, on the other hand, transfers these risks to the producer, although for the purchaser it may involve a higher price for the contracted electricity.

So far, the market has been dominated by contracts with a pay-as-produced model.

Problematic contractual clauses

2.1. Preliminary issues

cPPAs, both in the physical and virtual model, are not directly regulated in the Polish legal system. At the EU level, the definition contained in the 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 sources¹⁵² (hereinafter: “RED II Directive”), which provides that a “renewable electricity purchase agreement” means a contract under which a natural or a legal person agrees to purchase renewable electricity directly from an electricity producer.¹⁵³ This definition therefore does not apply to the vPPA model.

A contract involving the physical sale of electricity constitutes a sales contract within the meaning of Article 535 § 1 and Article 555 of the April 23, 1964 Law – Civil Code.¹⁵⁴ Therefore, its necessary elements are the determination of the object of sale and the price. The remaining elements are covered by the principle of freedom of contract, which puts in the hands of the parties the ability to arrange the contract binding them, as long as its content does not contradict the law, the nature of the legal relationship and the principles of social intercourse. Although the Energy Law contains a catalog of issues that should be included in a contract for the sale of energy, where tariff groups, discounts, the consequences of choosing a reserve seller, among others, are listed, the case law has determined that these components are not necessary for the validity of the contract. Since some of these components are not consistent with the physical PPA model, the fact that they can be omitted is very important.

The vPPA is also based on the principle of freedom of contract, so it is up to the parties to regulate all the elements of a given agreement.

¹⁵² OJ EU. L. of 2018. No. 328, p. 82 as amended.

¹⁵³ Article 2(17) of the RED II Directive.

¹⁵⁴ Consolidated text Journal of Laws 2022, item 1360 as amended.

2.2. Dostępne wzorce

Na rynku dostępny jest wzorzec umowy cPPA, nazwany jako indywidualna umowa sprzedaży energii odbiorcy końcowemu i przedsiębiorstw obrotu, opracowany w 2019 r. przez EFET (European Federation of Energy Traders) w współpracy z RE-Source¹⁵⁵.

Wzorzec ten dotyczy zarówno umowy cPPA w formule z fizyczną dostawą energii elektrycznej, jak i umowy wirtualnej. Dzieli się na dwie części, pierwszą – poświęconą warunkom indywidualnym do wypełnienia przez strony, oraz drugą – zawierającą postanowienia ogólne oraz załącznik z definicjami.

Dokument ten jest opracowaniem, do którego strony mogą sięgnąć, jeśli poszukują gotowych rozwiązań bądź standardu, do którego chcą się odwołać podczas negocjacji poszczególnych klauzul. Należy jednak zwrócić szczególną uwagę na aspekty regulacyjne oraz odnoszące się do specyfiki polskiego prawa, w tym prawa energetycznego, cywilnego i upadłościowego, tak by zawierana umowa była w pełni skuteczna i wykonalna.

Ponadto w przypadku umów cPPA w modelu wirtualnym można także skorzystać ze wzoru umowy ramowej opracowanej przez ISDA (International Swaps and Derivatives Association)¹⁵⁶, który dotyczy transakcji na instrumentach pochodnych poza rynkiem regulowanym (z ang. OTC).

2.3. Istotne klauzule umowne

Wspólne dla umów cPPA w modelu fizycznym i wirtualnym będą m.in. klauzule dotyczące rozpoczęcia wykonywania umowy, metod i zasad płatności oraz dokonywania rozliczeń, kar umownych, zabezpieczenia wykonania umowy, siły wyższej, niektóre z klauzul adaptacyjnych (tj. mających na celu dostosowanie umowy do zmienionej sytuacji rynkowej, finansowej, prawnej bądź podatkowej), podstaw i konsekwencji przedterminowego wypowiedzenia umowy, sprzedaży gwarancji pochodzenia (jeśli dotyczy).

Postanowienia odnoszące się do rozpoczęcia wykonywania umowy są istotne z punktu widzenia celu, dla którego zawiera się długoterminowe umowy cPPA. Mogą one stanowić alternatywę dla aukcyjnego systemu wsparcia, będąc instrumentem związanym z finansowaniem budowy danej instalacji, co z kolei powoduje, że ich zawarcie nastąpi jeszcze przed tym, jak dana instalacja rozpocznie wytwarzanie energii elektrycznej. Instytucje finansujące mogą też zastrzec sobie prawo do wyrażenia zgody na wywarcie skutków prawnych przez daną umowę. Stąd klauzule warunkujące rozpoczęcie wykonywania umowy będą z reguły przewidywać listę warunków czy etapów (ostatnim będzie uzyskanie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej), które wytwórca powinien wypełnić w określonym czasie.

¹⁵⁵ Wzorzec umowy dostępny na stronie internetowej: <https://www.efet.org/home/documents?id=30>.

¹⁵⁶ Wzorzec umowy dostępny na stronie internetowej: <https://www.isda.org/>.

2.2. Available templates

There is a cPPA template available on the market, referred to as an individual contract for the sale of energy to the end user and trading companies, developed in 2019 by EFET (European Federation of Energy Traders) in cooperation with RE-Source.¹⁵⁵

The template applies to both a cPPA in the formula with physical delivery of electricity and a virtual contract. It is divided into two parts, the first – dedicated to individual terms and conditions, to be completed by the parties, and the second – containing general provisions and an appendix with definitions.

The document is a draft that parties can refer to if they are looking for ready-made solutions or a standard they want to refer to when negotiating individual clauses. However, special attention should be paid to regulatory aspects and those pertaining to the specifics of Polish law, including energy, civil and bankruptcy law, so that the concluded agreement is fully effective and enforceable.

In addition, in the case of cPPAs in the virtual model, you can also use the model framework agreement developed by ISDA (International Swaps and Derivatives Association),¹⁵⁶ which applies to over-the-counter (OTC) derivatives transactions.

2.3. Important contractual clauses

What is common to cPPAs in both the physical and virtual models is, i.e., clauses relating to the commencement of the contract, methods and rules of payment and settlement, contractual penalties, performance security, force majeure, some of the adaptation clauses (i.e., aimed at adapting the contract to a changed market, financial, legal or tax situation), grounds and consequences of early termination, sale of guarantees of origin (if applicable).

Provisions relating to the commencement of performance are relevant to the purpose for which long-term cPPAs are entered into. They can be an alternative to the auction support system, being an instrument related to the financing of the construction of the RES installation, which in turn makes their conclusion before the plant starts generating electricity. Financing institutions may also reserve the right to consent to the legal effects of a given agreement. Hence, clauses conditioning the commencement of the contract's execution will generally provide for a list of conditions or milestones (the last will be the obtaining of an electricity generation license), which the producer should fulfill within a certain period of time.

¹⁵⁵ Model contract available at: <https://www.efet.org/home/documents?id=30>.

¹⁵⁶ Model contract available at: <https://www.isda.org/>.

Kategorie kar umownych, które mogą wystąpić w umowach cPPA, to przede wszystkim kary: (i) związane z naruszeniem gwarantowanej gotowości danej instalacji do wytwarzania energii elektrycznej (z ang. availability), (ii) związane z przestojem instalacji (z ang. interruption), rozumianym jako okres, w którym instalacja jest dostępna, ale nie wytwarza lub nie wprowadza energii elektrycznej do sieci z przyczyn leżących po stronie wytwórcy, przy czym kary opisane w (i) i (ii) są szczególnie istotne w przypadku umów cPPA (tak fizycznych, jak i wirtualnych) typu pay as produced. Ponadto (iii) mogą być to kary związane ze zwłoką w rozpoczęciu wytwarzania energii elektrycznej przez daną instalację, co z reguły będzie dotyczyło tych umów cPPA, które są zawierane na wczesnym etapie rozwoju instalacji. Wreszcie (iv) kary umowne związane z przedterminowym rozwiązaniem umowy z przyczyn leżących po jednej ze stron, które należne będą stronie nienaruszającej umowy.

Standardowym instrumentem zabezpieczającym prawidłowe wykonanie umowy cPPA będzie gwarancja bankowa bądź korporacyjna, nieodwołalna, płatna na pierwsze żądanie i bezwarunkowa. Z reguły umowa cPPA będzie zawierać wymagania co do ratingu kredytowego gwaranta oraz precyzować siedzibę banku – gwaranta. Wartość gwarancji może być ustalona dla każdego z lat obowiązywania umowy.

Z uwagi na długoterminowy charakter umowy cPPA istotna będzie grupa klauzul tzw. adaptacyjnych, a więc zmierzających do wtórnego dostosowania umowy bądź równowagi kontraktowej stron do zmienionej sytuacji ekonomicznej, prawnej, podatkowej bądź związanej z funkcjonowaniem rynku energii. Klauzule te to przede wszystkim klauzula: (i) zmiany prawa, (ii) nowego podatku, rozumianego szeroko, jako wszelkich nowych obciążeń publicznych dotyczących wytwórcę, (iii) zakłóceń rynkowych, odnosząca się do przypadków związanych głównie z instrumentem bazowym, np. znacznym spadkiem płynności na giełdzie towarowej, w związku z czym klauzula ta będzie szczególnie istotna dla modelu wirtualnej umowy cPPA. Z reguły klauzule te będą zakładać, że strony, działając w dobrej wierze, przystąpią do renegotjacji, by dokonać koniecznej modyfikacji umowy, a na wypadek niepowodzenia zaangażują eksperta, np. celem odtworzenia celu gospodarczego umowy na dzień jej zawarcia. Zakres uprawnień eksperta i wytycznych co do ingerencji w umowę powinien być jednak jasno określony. Niemniej co najmniej w przypadku klauzuli zmiany prawa i nowego podatku ostatecznie wytwórca powinien mieć możliwość przedterminowego wypowiedzenia umowy, bez ryzyka naliczenia kary umownej.

Umowa cPPA może także dotyczyć sprzedaży gwarancji pochodzenia na rzecz odbiorcy (kupującego), stosownie do wolumenu energii elektrycznej będącej przedmiotem sprzedaży. W ramach wykonania transakcji kupujący będzie miał dwie możliwości, wedle swojego wyboru, tj.: (i) wniosek o umorzenie gwarancji pochodzenia na rzecz kupującego (lub podmiotu wskazanego przez kupującego), albo (ii) transfer gwarancji pochodzenia na konto kupującego

The categories of contractual penalties that may occur in cPPAs are primarily: (i) related to a violation of the guaranteed availability of a given installation to generate electricity, (ii) related to an interruption, understood as a period during which the installation is available but does not generate or inject electricity into the grid for reasons attributable to the producer, with the penalties described in (i) and (ii) being particularly relevant for cPPAs (both physical and virtual) in the pay as produced model. In addition, (iii) may be penalties related to delays in the start of electricity generation by a plant, which will generally be the case for those cPPAs that are entered into at an early stage of plant development. Finally, (iv) contractual penalties related to early termination of the contract for reasons attributable to one of the parties, which will be due to the non-defaulting party.

The standard instrument for securing the proper performance of the cPPA will be a bank or corporate guarantee, irrevocable, payable on first demand and unconditional. As a rule, the cPPA will include requirements for the guarantor's credit rating and specify the seat of the guarantor bank. The value of the guarantee can be determined for each of the contract years.

Given the long-term nature of the cPPA, a group of so-called adaptation clauses will be important, i.e. those aimed at secondary adjustment of the agreement or the contractual balance of the parties to the changed economic, legal, tax or energy market situation. These clauses are primarily: (i) a change in the law clause, (ii) a new tax clause, broadly defined as any new public burden affecting the generator, (iii) a market disruption clause, referring to cases mainly related to the underlying instrument, e.g. a significant drop in liquidity on a commodity exchange, and therefore this clause will be particularly relevant to the virtual cPPA model. As a rule, these clauses will stipulate that the parties, acting in good faith, will enter into a renegotiation to make the necessary modifications to the contract, and in the event of failure will engage an expert, e.g. to reconstruct the economic purpose of the contract as of the date of its conclusion. However, the scope of the expert's authority and guidelines for interfering with the contract should be clearly defined. Nevertheless, in the case of a change of law clause and a new tax, ultimately the producer should be able to terminate the contract, without being exposed to a risk of a contractual penalty.

A cPPA may also involve the sale of guarantees of origin to the customer (purchaser), according to the volume of electricity to be sold. As part of the execution of the transaction, the buyer will have two options, at its choice, namely: (i) requesting redemption of the guarantee of origin in favor of the purchaser (or the entity designated by the purchaser), or (ii) transferring the guarantee of origin to the purchaser's

w Rejestrze Gwarancji Pochodzenia (lub na konto podmiotu wskazanego przez kupującego).

3

Rola długoterminowych umów sprzedaży energii dla finansowania projektów

Długoterminowe umowy cPPA co prawda dopiero stosunkowo niedawno pojawiły się w polskim sektorze OZE, jednakże rynek pokazuje, że mogą już dać komfort podmiotom finansującym daną inwestycję, jako wystarczające zabezpieczenie dla rozwijanej inwestycji OZE.

Przez długoterminowe umowy cPPA rozumiemy umowy zawierane na okres spłaty kredytu (zwykle okres porównywalny do okresu wsparcia aukcyjnego, czyli np. w przypadku projektów fotowoltaicznych lub wiatrowych realizowanych na lądzie – okres 15 lat), które zawierane są na etapie RTB (ang. ready-to-built; a więc po uzyskaniu prawomocnej decyzji o pozwoleniu na budowę) lub późniejszym, odnoszące się z reguły do całego wolumenu energii elektrycznej (model pay as produced), jaka miałaby zostać wytworzona w danej instalacji, w celu sfinansowania danej instalacji. W założeniu chodzi zatem o taki instrument umowny, który – z perspektywy instytucji finansujących – miałby stanowić alternatywę dla aukcyjnego systemu wsparcia.

Instrumentem takim mogą być zarówno umowy cPPA w modelu fizycznym, jak i wirtualnym. Trzon umowy vPPA, a więc jej rozliczenie finansowe, funkcjonuje bowiem podobnie do systemu aukcyjnego, z tą różnicą, że rozliczenie salda między stronami odbywa się z reguły raz na miesiąc.

Istotą tzw. bankowalnej umowy cPPA (zapewniającej spłatę finansowania zaciągniętego przez wytwórcę na budowę instalacji OZE) jest trwały i stabilny stosunek umowny, z odbiorcą (kupującym) o odpowiednim statusie finansowym lub ratingu, wsparty zabezpieczeniem wykonania zobowiązań kupującego w formie gwarancji bankowej lub korporacyjnej. Będzie to szczególnie istotne dla fizycznych umów cPPA, gdzie (w przeciwieństwie do umów vPPA) płatności mają pochodzić wyłącznie od kupującego i nie można liczyć na ewentualne potrącenie sald. Z tego powodu umowy cPPA zawierają wymagania co do statusu lub ratingu finansowego kupującego lub gwaranta i ich utrzymania w okresie umowy, obowiązki informacyjne w tym zakresie, a także możliwość przedterminowego wypowiedzenia umowy (z przyczyn zależnych od kupującego), na wypadek utraty wymaganego standingu finansowego bądź też nieprzedłożenia dokumentu gwarantującego wykonanie umowy przez gwaranta o odpowiednim statusie lub ratingu.

Powyższe wymagania są jednym z głównych powodów, dla których ilość zawartych dotychczas długoterminowych umów cPPA nie jest duża. Krąg odbiorców jest bowiem ograniczony i sprowadza się do największych spółek.

account in the Register of Guarantee of Origin (or to the account of the entity designated by the purchaser).

The role of long-term power purchase agreements for project financing

Although long-term cPPAs have only relatively recently appeared in the Polish RES sector, the market shows that they can already provide those financing a project with comfort as sufficient collateral for a RES project under development.

By long-term cPPAs we mean contracts concluded for the term of the loan repayment (usually a period comparable to that of auction support, e.g. in the case of PV or onshore wind projects – a period of 15 years), which are concluded at the ready-to-build (RTB) stage, i.e. after obtaining a valid construction permit) or later, generally referring to the entire volume of electricity (pay-as-produced model) that would be generated in a given plant, in order to finance a given project. The idea, therefore, is to have such a contractual instrument, which – from the perspective of financing institutions – would be an alternative to the auction support system.

Such an instrument could be cPPAs in both a physical and a virtual model. This is because the core of the vPPA, i.e. its financial settlement, functions similarly to the auction system, with the difference that the balance settlement between the parties generally takes place once a month.

The essence of the so-called bankable cPPA (ensuring repayment of financing taken out by the producer for the construction of the RES plant) is a permanent and stable contractual relationship, with the consumer (purchaser) of appropriate financial status or rating, backed by security for the performance of the purchaser's obligations in the form of a bank or corporate guarantee. This will be particularly important for physical cPPAs, where (unlike vPPAs) payments are to come solely from the purchaser and no potential offsetting of balances can be relied upon. For this reason, cPPAs include requirements as to the status or financial rating of the purchaser or guarantor and maintaining them during the term of the contract, disclosure obligations in this regard, as well as the possibility of early termination of the contract (for the reasons attributable to the purchaser), in the event of loss of the required financial standing or failure to submit a document guaranteeing the performance of the contract by a guarantor with the appropriate status or rating.

The above requirements are one of the main reasons why the number of long-term cPPAs concluded so far is not large. This is because the circle of recipients is limited and boils down to the largest companies.

Istotne jest również sprecyzowanie w umowie cPPA podstaw dla jej przedterminowego wypowiedzenia. Katalog ten powinien być możliwie wąski i zamknięty, a konsekwencje – w tym przede wszystkim możliwość żądania zapłaty zryczałtowanego odszkodowania (czy kary umownej) – przewidywalne i możliwe do określenia. Podstawy wcześniejszego wypowiedzenia powinny wiązać się m.in. z niewykonaniem kluczowych obowiązków, utratą koncesji na wytwarzanie (lub obrót, jeśli dotyczy) energii elektrycznej, utratą płynności finansowej lub istotnym opóźnieniem w zakresie uzgodnionego terminu rozpoczęcia wytwarzania i sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórcę. Przewidziane zaś w umowie cPPA, na wypadek jej wcześniejszego wypowiedzenia przez wytwórcę, z przyczyn leżących po stronie kupującego, zryczałtowane odszkodowanie lub kara umowna, powinny zapewnić wytwórcy (a pośrednio instytucjom finansującym) rekompensatę w odpowiednim zakresie potencjalnie utraconych projektowanych przepływów pieniężnych w zakresie niezbędnym do harmonogramowej obsługi zadłużenia.

Przewagą umów cPPA w stosunku do aukcyjnego systemu wsparcia jest możliwość ich renegotiacji na wypadek nadzwyczajnej zmiany okoliczności związanych np. ze zmianą sytuacji rynkowej, wpływającej na sektor OZE, zmianą uwarunkowań prawnych czy podatkowych. Rola i rodzaje tzw. klauzul adaptacyjnych, których celem jest odtworzenie pierwotnej równowagi kontraktowej stron czy doprowadzenie jej do stanu zgodnego z prawem, została już omówiona w innej części tego opracowania. Mechanizmy adaptacyjne są naturalną konsekwencją długoterminowego charakteru umów cPPA, które jeśli mają być instrumentem długoterminowym, muszą zapewniać ich niezbędną elastyczność względem zmian otoczenia ekonomiczno-prawnego. Dzięki wbudowanemu elementowi renegotiacji stosunek zobowiązaniowy staje się trwalszy i bardziej odporny na wydarzenia zewnętrzne, niezależne od stron. Gwarantując tym samym, że na żadnym etapie wykonywanie umowy nie będzie stanowić nadmiernego obciążenia bądź nie będzie spełniać zamierzonego celu – co jest szczególnie istotne dla wytwórcy. Jednocześnie elementy te, a więc możliwość adaptacji relacji umownej, w tym głównych elementów zobowiązania (ceny, instrumentu bazowego), nie są przewidziane w aukcyjnym systemie wsparcia.

Ponieważ w przypadku długoterminowych umów PPA projektowane na ich podstawie przepływy pieniężne wytwórcy stanowią fundament modelu finansowego oraz zasadnicze źródło spłaty finansowania inwestycji OZE, instytucje finansujące wymagać zwykle będą dodatkowego zabezpieczenia trwałości umowy cPPA w całym okresie finansowania i zminimalizowania ryzyka wcześniejszego wypowiedzenia umowy cPPA przez kupującego. W tym celu instytucje finansujące oczekiwać będą zawarcia tzw. umowy bezpośredniej (ang. direct agreement) pomiędzy nimi, kupującym a wytwórcą. Istotą umowy bezpośredniej jest kontraktowe zapewnienie instytucjom finansującym, w przypadku naruszenia przez wytwórcę umowy PPA grożącego wcześniejszym wypowiedzeniem tej umowy przez kupującego, mechanizmu pozwalającego tym insty-

It is also important to specify in the cPPA the grounds for its early termination. This catalog should be as narrow and closed as possible, and the consequences – including, above all, the possibility of demanding payment of lump-sum damages (or contractual penalty) – should be predictable and identifiable. Grounds for early termination should involve, among other things, failure to perform key obligations, loss of a license to generate (or trade, if applicable) electricity, loss of liquidity, or a significant delay in the agreed date for the generator to begin generating and selling electricity. In turn, the lump-sum indemnity or liquidated damages provided for in the cPPA, in the event of early termination by the producer, for reasons attributable to the purchaser, should ensure that the producer (and, indirectly, the financing institutions) are compensated to an appropriate extent for potentially lost projected cash flows to the extent necessary for schedule debt service.

The advantage of cPPAs over the auction support system is that they can be renegotiated in the event of an extraordinary change in circumstances related to, for example, a change in the market situation affecting the RES sector, or a change in the legal or tax environment. The role and types of so-called "adaptation clauses" aimed at restoring the parties' original contractual equilibrium or bringing it into compliance with the law has already been discussed in another part of this paper. Adaptive mechanisms are a natural consequence of the long-term nature of cPPAs, which, if they are to be a long-term instrument, must ensure their necessary flexibility to changes in the economic and legal environment. With the built-in element of renegotiation, the contractual relationship becomes more durable and resilient to external events beyond the control of the parties. Thus guaranteeing that at no stage will the performance of the contract be an undue burden or fail to meet its intended purpose – which is particularly important for the manufacturer. At the same time, these elements, i.e. the possibility of adaptation of the contractual relationship, including the main elements of the obligation (price, underlying instrument), are not provided for in the auction support system.

Since, in the case of long-term PPAs, the projected cash flows of the producer under them are the foundation of the financial model and the primary source of repayment for financing RES investments, financing institutions will usually require additional security for the sustainability of the cPPA throughout the financing period and to minimize the risk of early termination of the cPPA by the purchaser. To this end, financing institutions will expect a so-called "direct agreement" between them, the purchaser and the producer. The essence of the direct agreement is to contractually provide the financing institutions, in the event of a breach of the PPA by the producer, which would threaten early termination of the PPA by the purchaser, with a mechanism allowing these institutions to execute the producer's outstanding and future obligations towards the purchaser,

tucjom na wykonanie przez nie lub podmioty przez nie wskazane (w krótkim lub długim okresie) zaległych i przyszłych zobowiązań wytwórcy wobec kupującego i zapobieżenie w ten sposób przedterminowemu zakończeniu umowy cPPA. Postanowienia w tym zakresie powinny znaleźć się już w umowie cPPA, a dobrą praktyką jest dołączenie wzoru umowy bezpośredniej jako załącznika do cPPA.

4

Obowiązki regulacyjne

4.1. Obowiązek umorzenia świadectwa pochodzenia

W przypadku zawarcia przez wytwórcę umowy sprzedaży energii elektrycznej obejmującej jej fizyczną dostawę z odbiorcą końcowym w rozumieniu art 3 ust. 13a Prawa energetycznego, tj. z odbiorcą dokonującym zakupu energii elektrycznej na własny użytek, aktualizują się obowiązki dotyczące świadectw pochodzenia (tzw. zielonych certyfikatów) i świadectw pochodzenia biogazu rolniczego (tzw. błękitnych certyfikatów) przewidziane w Ustawie OZE. Wedle tej ustawy przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym niebędącym odbiorcami przemysłowym, jest obowiązane uzyskać i przedstawić do umorzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki świadectwo pochodzenia lub świadectwo pochodzenia biogazu rolniczego wydane odpowiednio dla energii elektrycznej lub biogazu rolniczego, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej. Obowiązek ten dotyczy wszystkich wytwórców, niezależnie od tego, czy wytwarzają oni energię elektryczną z instalacji odnawialnych źródeł energii, czy też z innych źródeł.

Wyżej wymieniony obowiązek nie dotyczy wytwórcy sprzedającego wytworzoną przez siebie energię elektryczną odbiorcy końcowemu będącemu odbiorcą przemysłowym, a spoczywa właśnie na odbiorcy przemysłowym, tj. często drugiej stronie umowy sprzedaży energii elektrycznej. Odbiorca przemysłowy to odbiorca, który w roku kalendarzowym poprzedzającym rok realizacji obowiązku (w zakresie pozyskiwania i umarzenia świadectw pochodzenia i świadectw pochodzenia biogazu rolniczego) zużył nie mniej niż 100 GWh energii elektrycznej i złożył w tym zakresie stosowne oświadczenie. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki corocznie sporządza i publikuje na swojej stronie internetowej wykaz odbiorców przemysłowych.

Alternatywą do wykonania powyższego obowiązku jest uiszczenie tzw. opłaty zastępczej, jednakże jest to możliwe jedynie w określonych przypadkach. Poziom realizacji obowiązku umorzenia świadectw za rok 2022 w zakresie udziału ilościowego sumy energii elektrycznej wynikającej z umorzonych świadectw pochodzenia określono w wysokości 12%, a z umorzonych świadectw pochodzenia biogazu rolniczego w wysokości 0,5%. Obowiązek za dany rok należy wykonać do 30 czerwca roku następnego.

on their own or by those designated by them (in the short – or long term), and thus prevent early termination of the cPPA. Provisions to this effect should already be included in the cPPA, and it is good practice to include a model direct agreement as an appendix to the cPPA.

Regulatory obligations

4.1. Obligation to redeem the certificate of origin

When a producer concludes an agreement for the sale of electricity including its physical delivery to an end user, as defined in Article 3 Section 13a of the Energy Law, i.e. with a customer purchasing electricity for its own use, the obligations regarding certificates of origin (so-called green certificates) and certificates of origin for agricultural biogas (so-called blue certificates) provided for in the RES Act come into effect. Pursuant to this Act, an energy company involved in the business of generating electricity and selling that electricity to end users who are not industrial consumers is obliged to obtain and present for redemption to the President of the URE a certificate of origin or a certificate of origin of agricultural biogas issued, respectively, for electricity or agricultural biogas generated in renewable energy source installations located on the territory of the Republic of Poland. This obligation applies to all producers, regardless of whether they generate electricity from renewable energy source plants or from other sources.

The above-mentioned obligation does not apply to a producer that sells the electricity it generates to a final customer who is an industrial customer, but falls on the industrial customer, i.e. often the other party to the contract for the sale of energy. An industrial customer is a customer who consumed no less than 100 GWh of electricity in the calendar year preceding the year of fulfillment of the obligation (with regard to acquiring and redeeming certificates of origin and certificates of origin of agricultural biogas) and made a declaration to that effect. The President of the URE shall annually compile and publish on its website a list of industrial consumers.

An alternative to fulfilling the above obligation is to pay the so-called substitution fee, but this is possible only in certain cases. The level of fulfillment of the obligation to redeem certificates for 2022 in terms of the quantitative share of the sum of electricity resulting from redeemed certificates of origin has been set at 12%, and from redeemed certificates of origin of agricultural biogas at 0.5%. The obligation for a given year must be fulfilled by June 30 of the following year.

Koszty corocznego pozyskiwania i umarzenia świadectw pochodzenia i świadectw pochodzenia biogazu rolniczego niewątpliwie powinny zostać wzięte pod uwagę przez wytwórcę przy oferowaniu ceny sprzedaży energii elektrycznej, zwłaszcza w ramach umowy długoterminowej, odbiorcy końcowemu niebędącemu odbiorcą przemysłowym.

4.2. Obowiązki w zakresie oszczędności energii

Ustawa z 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej¹⁵⁷ nakłada na podmioty zobowiązane, w tym przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej i sprzedające tę energię elektryczną odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, obowiązki w zakresie uzyskania oszczędności energii.

Podobnie jak w przypadku zielonych i błękitnych certyfikatów, zawarcie umowy sprzedaży energii elektrycznej obejmującej jej fizyczną dostawę od producenta do odbiorcy końcowego (w tym przypadku niezależnie od tego, czy jest to odbiorca przemysłowy, czy też nie) będzie wymagało wypełnienia obowiązków regulacyjnych. Producent sprzedający wytworzoną przez siebie energię elektryczną jest zobowiązany uzyskać i przedstawić do umorzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki świadectwo efektywności energetycznej (tzw. biały certyfikat). Alternatywą jest zrealizowanie przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej. W pewnym zakresie można także zrealizować ten obowiązek poprzez uiszczenie opłaty zastępczej. Rozliczenie realizacji obowiązku powinno nastąpić do 30 czerwca roku następującego po roku, którego dotyczy obowiązek.

4.3. Raportowanie

Transakcja, jaką jest zawarcie umowy sprzedaży energii elektrycznej, podlega obowiązkowemu zgłoszeniu do organów zajmujących się monitorowaniem oraz nadzorem rynku – w zależności od typu umowy – rynku energii albo rynku finansowego.

Zawarcie umowy sprzedaży energii elektrycznej obejmującej jej fizyczną dostawę może i co do zasady będzie podlegać obowiązkowemu zgłoszeniu na podstawie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii¹⁵⁸ (tzw. REMIT) i rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) nr 1348/2014 z 17 grudnia 2014 r. w sprawie przekazywania danych, wdrażające art. 8 ust. 2 i 6 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii¹⁵⁹ (tzw. rozporządzenie wykonawcze REMIT). Obowiązki w zakresie raportowania spoczywają bowiem na osobach, które zawierają transakcje, obejmujące

¹⁵⁷ T.j. Dz.U. z 2021 r., poz. 2166 ze zm.

¹⁵⁸ Dz.U. UE. L. z 2011 r. Nr 326, str. 1.

¹⁵⁹ Dz.U. UE. L. z 2014 r. Nr 363, str. 121 ze zm.

The cost of annual acquisition and redemption of certificates of origin and certificates of origin of agricultural biogas should undoubtedly be taken into account by the generator when offering a price for the sale of electricity, especially under a long-term contract, to a non-industrial end-user.

4.2. Energy saving obligations

The Energy Efficiency Act of May 20, 2016¹⁵⁷ imposes obligations on obligated entities, including energy companies involved in the business of generating electricity and selling that electricity to end users connected to the grid in the territory of the Republic of Poland, to achieve energy savings.

As in the case of green and blue certificates, the conclusion of a contract for the sale of electricity involving its physical delivery from the producer to the end user (in this case, whether or not it is an industrial customer) will require the fulfillment of regulatory obligations. A producer selling the electricity it generates is required to obtain and submit an energy efficiency certificate (the so-called white certificate) to the President of the URE for redemption. The alternative is to implement a project to improve energy efficiency. To some extent, the obligation can also be fulfilled by paying a substitution fee. Settlement of fulfillment of the obligation should take place by June 30 of the year following the year which the obligation applies to.

4.3. Reporting

A transaction such as the conclusion of a contract for the sale of electricity is subject to mandatory notification to market monitoring and supervision authorities – either the energy market or the financial market, depending on the type of contract.

The conclusion of a contract for the sale of electricity involving its physical delivery can and, in principle, will be subject to mandatory reporting under Regulation (EU) No. 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of October 25, 2011 on wholesale energy market integrity and transparency¹⁵⁸ (so-called REMIT) and Commission Implementing Regulation (EU) No. 1348/2014 of December 17, 2014 on data reporting, implementing Article 8 (2) and (6) of Regulation (EU) No. 1227/2011 of the European Parliament and of the Council on wholesale energy market integrity and transparency¹⁵⁹ (so-called REMIT Implementing Regulation). Reporting obligations are imposed on persons who enter into transactions, involving the placing

¹⁵⁷ Consolidated text Journal of Laws 2021, item 2166 as amended.

¹⁵⁸ OJEU L of 2011 No. 326, p. 1.

¹⁵⁹ OJEU L of 2014 No. 363, p. 121, as amended.

składanie zleceń, na co najmniej jednym hurtowym rynku energii, tj. na rynku w obrębie UE, na którym prowadzony jest obrót produktami energetycznymi sprzedawanymi w obrocie hurtowym. Produkty energetyczne sprzedawane w obrocie hurtowym to m.in. kontrakty na dostawę energii elektrycznej, gdy dostawa ma miejsce w UE. Zaznaczyć przy tym należy, że produktów energetycznych sprzedawanych w obrocie hurtowym nie stanowią kontrakty na dostawę i dystrybucję energii elektrycznej na potrzeby odbiorców końcowych, z wyjątkiem kontraktów dotyczących dostawy i dystrybucji energii elektrycznej do klientów końcowych o potencjalnej rocznej zdolności konsumpcji 600 GWh lub większej, które są traktowane jak produkty energetyczne.

Co istotne, przed zawarciem transakcji, która podlega zgłoszeniu, strony takiej transakcji muszą się zarejestrować w Centralnym Europejskim Rejestrze Uczestników Rynku (CEREMP), a uściślając, muszą do tego czasu złożyć formularz rejestracyjny. Obowiązek zarejestrowania, a także zgłoszenia transakcji, spoczywa na obu stronach transakcji, tj. zarówno na wytwórcy, jak i odbiorcy, niezależnie.

Wedle rozporządzenia wykonawczego REMIT szczegółowe informacje dotyczące kontraktów niestandardowych, tj. takich, które są zawierane poza zorganizowaną platformą obrotu i które nie są dopuszczone do obrotu na zorganizowanej platformie obrotu (takim kontraktem będzie umowa bilateralna między wytwórcą a odbiorcą zawarta OTC) przekazuje się nie później niż miesiąc po zawarciu kontraktu, dokonaniu zmiany lub rozwiązaniu tego kontraktu.

Uchybienie ww. obowiązkom w zakresie rejestracji uczestnika rynku lub zgłoszenia transakcji jest obwarowane sankcjami administracyjnymi – kary pieniężne wymierza Prezes URE.

Tak zwana wirtualna umowa sprzedaży energii elektrycznej, której przedmiotem nie jest sprzedaż energii elektrycznej z jej fizyczną dostawą, ale rozliczenie finansowe w postaci kontraktu na różnicę – czyli obrót instrumentami finansowymi, będzie z kolei podlegała obowiązkom wynikającym z rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 648/2012 z 4 lipca 2012 r. w sprawie instrumentów pochodnych będących przedmiotem obrotu poza rynkiem regulowanym, kontrahentów centralnych i repozytoriów transakcji¹⁶⁰ (tzw. EMIR).

Transakcje na instrumentach finansowych (w tym zawarcie ww. umowy vPPA) podlegają raportowaniu do tzw. repozytorium transakcji, którego funkcję w Polsce pełni Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. Informacje o transakcji należy zgłosić do repozytorium nie później niż w dniu roboczym następującym po zawarciu, zmianie lub rozwiązaniu kontraktu, przy czym konieczne jest uprzednie uzyskanie statusu uczestnika repozytorium transakcji dla instrumentów pochodnych i uzyskanie kodu LEI (co należy wykonać przed zawarciem transakcji).

¹⁶⁰ Dz.U. UE. L. z 2012 r., Nr 201, str. 1 ze zm.

of orders, on at least one wholesale energy market, i.e. a market within the EU where wholesale energy products are traded. Wholesale energy products include contracts for the supply of electricity when delivery takes place in the EU. In doing so, it should be noted that wholesale energy products do not include contracts for the supply and distribution of electricity to end users, except for contracts for the supply and distribution of electricity to end customers with a potential annual consumption capacity of 600 GWh or more, which are treated as energy products.

Importantly, before entering into a reportable transaction, the parties to such a transaction must register with the Central European Register of Market Participants (CEREMP), and to be more precise, they have to submit a registration form by that time. The obligation to register, as well as to report the transaction, is incumbent on both parties to the transaction, i.e. both the generator and the customer, separately.

According to the REMIT implementing regulation, detailed information on non-standard contracts, i.e. those that are concluded outside an organized trading platform and that are not admitted to trading on an organized trading platform (an OTC bilateral contract between a producer and a customer will be such a contract) shall be reported no later than one month after the contract is concluded, amended or terminated.

Failure to comply with the above-mentioned obligations to register a market participant or report a transaction is subject to administrative sanctions – fines are imposed by the President of the URE.

A virtual cPPA, the subject of which is not the sale of electricity with its physical delivery, but financial settlement in the form of a contract for difference – i.e. trading in financial instruments, will in turn be subject to obligations under Regulation (EU) No. 648/2012 of the European Parliament and of the Council of July 4, 2012 on OTC derivatives, central counterparties and trade repositories¹⁶⁰ (so-called EMIR).

Transactions in financial instruments (including the conclusion of the aforementioned vPPA) are subject to reporting to the so-called trade repository, whose function in Poland is performed by the National Depository for Securities (Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A.). Information about the transaction must be reported to the repository no later than the business day following the conclusion, amendment or termination of the contract, while it is necessary to first obtain the status of a participant in the trade repository for derivatives and obtain an LEI code (which must be done before the conclusion of the transaction).

¹⁶⁰ OJEU L of 2012 No. 201, p. 1, as amended.

Uchybienie ww. obowiązkom może skutkować nałożeniem kary pieniężnej przez Komisję Nadzoru Finansowego.

5

Wybrane kwestie

Długoterminowe umowy zakupu energii elektrycznej wytwarzanej z wiatru zawierane bezpośrednio między wytwórcą energii a odbiorcą końcowym (ang. corporate power

Failure to comply with the aforementioned obligations may result in the imposition of a fine by the Financial Supervisory Commission.

Selected tax issues

Long-term wind power purchase agreements entered into directly between a power generator and an end-user (cPPAs) are an attractive tool for optimizing the purchase

Od 2008 r. Photon Energy zajmuje się budową i obsługą własnych elektrowni fotowoltaicznych, a także dostarczaniem komponentów i świadczeniem usług w zakresie eksploatacji i utrzymania (O&M) instalacji fotowoltaicznych oraz zapewnieniem dostępu do rynku hurtowego dla wytwórców energii wiatrowej na wybranych rynkach europejskich i w Australii. Na początku 2023 r., przewidując rosnące znaczenie rozwiązań Demand Side Response (DSR), magazynowania energii i wirtualnych elektrowni, nabyliśmy 100% udziałów w spółce Lerta, która jest najszybciej rozwijającym się agregatorem na polskim rynku energii i posiada koncesje na obrót energią elektryczną w sześciu krajach.

Potrzeba rozbudowy i modernizacji sieci w celu przyłączenia nowych źródeł

OZE jest dobrze znana. Istnieje jednak rosnąca konieczność przyciągania klientów w sposób kompetentny i elastyczny, aby zapewnić maksymalną efektywność nowych inwestycji, a także zminimalizować ryzyko i koszty wynikające z ograniczeń przyłączeniowych lub profili produkcji. Wynika to m.in. z założenia, że coraz więcej farm wiatrowych będzie wdrażanych w fizycznym modelu cPPA z bezpośrednią dostawą energii do klienta (rozwiązania on-site i/lub near-site), a nie jak dotychczas w oparciu o aukcje (CfD) lub wirtualne cPPA.

Dla zdecydowanej większości odbiorców komercyjnych istnieje możliwość podjęcia działań, które z jednej strony przyniosą korzyści finansowe, a z drugiej mogą częściowo zastąpić lub przynajmniej uzupełnić funkcję magazynowania energii. Potencjał takich inicjatyw jest różny w zależności od procesów technologicznych, dlatego stosujemy rozwiązania typu Energy Management w celu optymalizacji zużycia mediów. Widzimy, że odbiorcy końcowi uczestniczący w polskim rynku mocy podjęli znaczne wysiłki organizacyjne i techniczne, aby aktywnie zarządzać swoim profilem zużycia energii. Takie firmy mają już możliwość wykorzystania nabytych kompetencji w celu absorpcji kontraktów z producentami energii z OZE.

Jesteśmy obecnie trzecim co do wielkości agregatorem kontraktów mocowych dla odbiorców końcowych w Polsce i jest to dla nas dogodny punkt wyjścia do rozwoju analogicznych rozwiązań dla kontraktów cPPA. Naszym klientom biznesowym oferujemy rozwiązania DSR, które integrują optymalizację mocy i dostosowanie do profilu produkcji źródeł wiatrowych.

W szerszym ujęciu widzimy również potrzebę zmian regulacyjnych, które usprawnią wykorzystanie istniejących zasobów sieciowych. Oprócz szeroko dyskutowanego cable pooling, powinny one obejmować wprowadzenie dynamicznych taryf dystrybucyjnych, które stworzyłyby dodatkowe zachęty dla konsumentów do aktywnego zarządzania zużyciem energii i zwiększenia przepustowości sieci w celu podłączenia nowych mocy wiatrowych, zarówno na lądzie, jak i na morzu.



Krzysztof Müller

Dyrektor generalny, Origination & Trading,
Photon Energy Group
General Manager, Origination & Trading,
Photon Energy Group

Since 2008 Photon Energy is engaged in building and operating its own PV power plants, as well as supplying components and providing O&M services for PV installations and wholesale market access to wind generators in selected European markets and Australia. In early 2023, anticipating the growing importance of Demand Side Response (DSR) solutions, energy storage and virtual power plants, we acquired 100% of the shares in Lerta, which is the fastest-growing aggregator in the Polish power market and holds electricity trading licenses in six countries.

The need to expand and modernize the grid to connect new RES sources is well known. However, there is a growing need for competent and flexible customer engagement to ensure maximum efficiency of new investments, as well as to mitigate risks and costs arising from connection constraints or production profiles. This is due, among other things, to the assumption that more and more wind farms will be implemented in a physical cPPA model with direct delivery of energy to the customer (on-site and/or near-site solutions), rather than auction-based (CfD) or virtual cPPAs as before.

There is an opportunity for the vast majority of commercial consumers to undertake activities that, on the one hand, will bring financial benefits and, on the other hand, can in part replace or at least complement the energy storage function. The potential for such initiatives varies depending on the technological processes, which is why we use Energy Management type solutions to optimize utility consumption. We see that end users participating in the Polish capacity market have made considerable organizational and technical efforts to actively manage their energy consumption profile. Such companies already have the ability to apply the acquired competencies to absorb contracts with RES power generators.

We are currently the third largest aggregator of capacity contracts for end users in Poland and this is a convenient starting point for us to scale-up analogous solutions for cPPA contracts. We offer our business customers, DSR solutions that integrate capacity optimization and adaptation to the production profile of wind sources.

More broadly, we also see the need for regulatory changes that streamline the use of existing network resources. In addition to the much-discussed cable pooling, these should involve the introduction of dynamic distribution tariffs, that would create additional incentives for consumers to actively manage their energy consumption and increase grid capacity for the connection of new wind capacity, both onshore and offshore.

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 natury podatkowej.

5.1. cPPA – opodatkowanie na gruncie VAT

Kontrakty cPPA, w których dochodzi do rzeczywistej dostawy energii, nie budzą większych wątpliwości na gruncie podatku VAT, gdyż rozliczane są jako standardowa dostawa energii elektrycznej. Bardziej złożone jest rozliczenie 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 do 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. Nie budzi wątpliwości sytuacja, kiedy to wytwórca energii, w związku z zawartym kontraktem, otrzymuje środki tytułem rozliczenia kontraktu (dodatnia różnica) – w takim przypadku on jest podmiotem świadczącym usługę. Mniej oczywista jest jednak sytuacja odwrotna. Opierając się na stanowisku organów podatkowych wyrażonym w interpretacjach indywidualnych, w sytuacji, gdy to wytwórca energii jest zobowiązany do zapłaty na rzecz kontrahenta kwoty rozliczenia (ze względu na fakt, że cena rynkowa zakontraktowanej energii okaże się wyższa), wówczas podatnikiem usługi zabezpieczającej cenę energii staje się kontrahent, a beneficjentem jej wytwórca. Jest to odmienne podejście do transakcji zabezpieczających, niż ma to miejsce np. w przypadku kontraktów terminowych zawieranych z instytucjami finansowymi.

Jednocześnie warto wskazać, że konsekwencją rozliczenia kontraktu vPPA jako usług finansowych zwolnionych z podatku VAT może być konieczność zastosowania tzw. współczynnika proporcji sprzedaży, który skutkuje częściowym ograniczeniem prawa do odliczenia naliczonego podatku VAT. Rozwiązaniem w takiej sytuacji może być skorzystanie z możliwości rezygnacji ze zwolnienia poprzez wybór (w drodze złożenia pisemnego oświadczenia do naczelnika urzędu skarbowego) opodatkowania świadczonych usług finansowych.

Należy także wspomnieć o podziale kontraktów cPPA w kontekście wariantu kontraktacji, tj. kontrakt typu pay-as-produced (z założenia najlepszy dla producenta) oraz kontrakt typu pay as forecasted/baseload (producent rozlicza się z odbiorcą energii za różnice w wolumenie wyprodukowanej energii w stosunku do prognozy czy innych

of clean energy by large entities. Despite the great potential for using this form of agreement 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 of the difficulties discussed in this report, including those of a tax nature.

5.1. cPPA – VAT taxation

The cPPAs, in which there is an actual delivery of energy, do not raise major questions for VAT purposes, as they are accounted for as a standard delivery of electricity. The settlement of virtual power purchase agreements (vPPAs) based on the structure of a differential contract (i.e. one in which there is no physical delivery of energy between the parties to the contract, but only a settlement of differences between the contracted price and the current market price) is more complex from the perspective of the VAT law. In light of the currently prevailing practice of the tax authorities, a vPPA constitutes the provision of services related to financial instruments, not the supply of energy, and therefore enjoys a subjective VAT exemption. There are no doubts about the situation when it is the energy producer, in connection with the contract concluded, who receives funds for the settlement of the contract (positive difference) – in this case he is the entity providing the service. However, the reverse situation is less obvious. Based on the position of the tax authorities expressed in individual interpretations, in a situation where it is the energy producer who is obliged to pay the settlement amount to the counterparty (due to the fact that the market price of the contracted energy turns out to be higher), then the taxpayer of the energy price hedging service becomes the counterparty, and the producer becomes the beneficiary. This is a different approach to hedging transactions than is the case, for example, with futures contracts with financial institutions.

At the same time, it is worth pointing out that a consequence of settling a vPPA contract as a financial service exempt from VAT may be the need to apply the so-called sales ratio, which results in a partial restriction of the right to deduct input VAT. The solution in such a situation may be to take advantage of the possibility to waive the exemption by choosing (by submitting a written statement to the head of the tax office) to tax the financial services provided.

It is also important to mention the division of cPPA contracts in the context of the contracting variant, i.e. the pay-as-produced contract (by definition, the best for the producer) and the pay as forecasted/baseload contract (the producer settles with the energy consumer for differences in the volume of energy produced in relation to the

ustaleń). Powyższa dychotomia opiera się na odmiennych podejściach do ponoszenia ryzyka i kosztów bilansowania. W drugim z wymienionych kontraktów mamy bowiem do czynienia nie tylko z dostawą energii, ale np. także usługą bilansującą. Takie dodatkowe elementy rozliczenia z reguły podlegają odmiennym regułom rozliczenia, na gruncie podatku VAT i CIT niż transakcja podstawowa, czyli dostawa energii.

5.2. 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 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.

6 Wpływ ustawy o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej na korporacyjne umowy sprzedaży energii

Ustawa z 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku¹⁶¹ (dalej jako: „Ustawa o Środkach Nadzwyczajnych”) weszła w życie 4 listopada 2022 r. i ma obowiązywać w odniesieniu do okresu od 1 grudnia 2022 r. do 31 grudnia 2023 r. Została przyjęta w ramach rozporządzenia Rady (UE) 2022/1854 z 6 października 2022 r. w sprawie interwencji w sytuacji nadzwyczajnej w celu rozwiązania problemu wysokich cen energii¹⁶².

Regulacja ta stanowi odpowiedź na kryzys energetyczny związany z sytuacją geopolityczną i inflacją, a jej celem jest z jednej strony zabezpieczenie odbiorców wrażliwych

¹⁶¹ Dz.U. z 2023 r. poz. 2243 ze zm.

¹⁶² Dz.U. UE. L. z 2022 r., str. 261.

forecast or other arrangements). The above dichotomy is based on different approaches to bearing risks and balancing costs. This is because in the latter contract we are dealing not only with energy supply, but also, for example, balancing services. Such additional settlement elements are, in principle, subject to different settlement rules, on VAT and CIT grounds, than the basic transaction, i.e. energy delivery.

5.2. 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 previous support system), and these are no longer issued for projects in which energy was first generated after July 1, 2016.

Impact of the Law on Emergency Measures to Limit Electricity Prices on cPPAs

The Act of October 27, 2022 on Emergency Measures to Limit Electricity Prices and Support Certain Consumers in 2023¹⁶¹ (hereinafter: the "Emergency Measures Act") entered into force on November 4, 2022, and is to be effective for the period from December 1, 2022 to December 31, 2023. It was adopted under Council Regulation (EU) 2022/1854 of October 6, 2022 on emergency intervention to address high energy prices.¹⁶²

This regulation is a response to the energy crisis caused by the geopolitical situation and inflation, with the aim of, on the one hand, protecting vulnerable consumers (mainly house-

¹⁶¹ Journal of Laws 2023, item 2243, as amended.

¹⁶² OJEU L of 2022, p. 261.

(głównie gospodarstw domowych, podmiotów użyteczności publicznej, mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw) przed wzrostem cen energii elektrycznej, a z drugiej strony ograniczenie zysków niektórych wytwórców energii elektrycznej oraz przedsiębiorstw zajmujących się obrotem energią elektryczną, uznanych za niewspółmierne.

Drugi ze wskazanych powyżej celów w sposób bezpośredni wpływa na wytwórców energii elektrycznej z OZE i zawierane przez nich umowy cPPA. Wytwórcy zostali bowiem zobowiązani do dokonywania tzw. odpisów na Fundusz, a więc obliczania i przekazywania kwoty środków finansowych, stanowiących nadwyżkę osiągniętej ceny rynkowej energii elektrycznej, w stosunku do tzw. limitu ceny. Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny to państwowy fundusz celowy, którego dysponentem jest minister właściwy ds. energii, a zarządzanie nim powierzone jest Zarządcy Rozliczeń S.A.

Poziom limitu ceny reguluje rozporządzenie Rady Ministrów z 8 listopada 2022 r. w sprawie sposobu obliczania limitu ceny¹⁶³, w sposób kazuistyczny, i zależy głównie od technologii wytwarzania energii elektrycznej.

Limit ceny dla jednostek wytwórczych niekorzystających z systemu aukcyjnego stanowi cena referencyjna w aukcji OZE obowiązująca w dniu obliczania odpisu na Fundusz, powiększona o dodatek inwestycyjny i na pokrycie kosztów stałych, w wysokości 50 PLN/MWh. Wobec tego limit ceny będzie ulegał zmianie wraz z każdą zmianą cen referencyjnych. Na dzień sporządzenia niniejszego opracowania limit ceny dla instalacji OZE niebędących instalacjami aukcyjnymi wynoszą:

- Wiatr < 1 MW – 390 PLN/MWh
- Wiatr ≥ 1 MW – 345 PLN/MWh
- PV < 1 MW – 425 PLN/MWh
- PV ≥ 1 MW – 405 PLN/MWh

Z kolei dla instalacji OZE objętych aukcyjnym systemem wsparcia, w przypadku wolumenów energii elektrycznej sprzedanych poza tym systemem, limitem ceny jest cena zwycięskiej oferty z uwzględnieniem waloryzacji.

Reżim cenowy ustanowiony Ustawą o Środkach Nadzwyczajnych obejmuje umowy cPPA zawierane przez wytwórcę zarówno z odbiorcą końcowym, jak i ze spółką obrotu. Przy czym za umowy sprzedaży energii elektrycznej uznaje wyłącznie umowy zakładające jej fizyczną dostawę. Powoduje to, że Ustawa o Środkach Nadzwyczajnych nie reguluje wprost obowiązków (sprawozdawczych i zw. z rozliczeniem i dokonywaniem odpisów na Fundusz) wytwórców związanych umowami typu vPPA. Może to rodzić dla takiego wytwórcy ryzyko podwójnej ekspozycji na obowiązek dokonywania rozliczeń finansowych, tj. zarówno z tytułu zawartej umowy vPPA z odbiorcą, jak i z tytułu odpisów na Fundusz liczonych w stosunku do ceny rynkowej energii elektrycznej fizycznie sprzedanej przez tego wytwórcę (np. na podstawie fizycznej umowy PPA).

¹⁶³ Dz.U. z 2023 r. z poz. 2284 ze zm.

holds, utilities, micro, small and medium-sized enterprises) from rising electricity prices, and, on the other hand, limiting the profits of certain electricity producers and electricity trading companies deemed disproportionate.

The second of the aforementioned objectives directly affects RES power generators and the cPPAs they enter into. This is because generators have been obliged to make so-called contributions to the Fund, i.e. to calculate and transfer the amount of financial resources, representing the surplus of the achieved market price of electricity, in relation to the so-called price cap. The Price Differential Payment Fund is a state special-purpose fund, whose administrator is the Minister of Energy, and its management is entrusted to Zarządca Rozliczeń S.A.

The level of the price cap is regulated by the Ordinance of the Council of Ministers of November 8, 2022 on how to calculate the price cap,¹⁶³ in a casuistic manner, and depends mainly on the technology of electricity generation.

The price limit for generating units not using the auction system is the reference price in the RES auction in effect on the date of calculating the contribution to the Fund, plus an investment and fixed cost surcharge of PLN 50/MWh. In view of this, the price cap will change with each change in reference prices. As of the date of this study, the price cap for non-auction RES installations are:

- Wind < 1 MW – 390 PLN/MWh
- Wind ≥ 1 MW – 345 PLN/MWh
- PV < 1 MW – 425 PLN/MWh
- PV ≥ 1 MW – 405 PLN/MWh

On the other hand, for RES plants covered by the auction support system, in the case of electricity volumes sold outside this system, the price limit is the price of the winning bid, including valorization.

The pricing regime established by the Emergency Measures Act covers cPPAs entered into by a producer with both an end-user and a trading company. At the same time, it considers only agreements involving the physical delivery of electricity to be agreements for the sale of electricity. As a result, the Emergency Measures Act does not explicitly regulate the obligations (reporting and related to settlement and making deductions to the Fund) of producers bound by vPPAs. This may create a risk for such a producer of double exposure to the obligation to make financial settlements, i.e. both for the vPPA concluded with the customer and for the contribution to the Fund calculated in relation to the market price of electricity physically sold by this generator (e.g. under a physical PPA).

¹⁶³ Journal of Laws 2023, item 2284, as amended.

Dla określenia wpływu Ustawy o Środkach Nadzwyczajnych na (fizyczne) umowy PPA, ważna jest szeroka definicja ceny rynkowej energii elektrycznej. Cenę tę ustala się bowiem nie tylko jako cenę energii elektrycznej netto w PLN/MWh wskazaną w umowie sprzedaży energii elektrycznej (a więc cenę energii elektrycznej wskazaną w fizycznej umowie cPPA), ale także w ramach umowy związanej ze sprzedażą energii elektrycznej obejmującej w szczególności instrumenty finansowe lub gwarancje pochodzenia, w których dodatkowe rozliczenia pieniężne zależą od ilości lub wartości sprzedanej energii elektrycznej. Tak szerokie rozumienie ceny rynkowej energii elektrycznej rodzi ryzyko, że cena ta, a więc i kwota odpisu na Fundusz, kalkulowana będzie w odniesieniu do całości przychodów wytwórcy związanych ze sprzedażą energii elektrycznej, w tym ceny energii elektrycznej, gwarancji pochodzenia czy (być może) świadectw pochodzenia. Przy czym bez znaczenia pozostaje, czy gwarancje pochodzenia sprzedawane są w ramach umowy cPPA, czy też na podstawie innej umowy, z innym kupującym. Z perspektywy określonych w Ustawie o Środkach Nadzwyczajnych zasad obliczania ceny rynkowej ważne jest bowiem to, czy (i) dane dodatkowe rozliczenie pieniężne dokonywane jest przez wytwórcę, i czy (ii) rozliczenie to związane jest z ilością lub wartością sprzedanej energii elektrycznej.

W braku jasnych regulacji reżimu cenowego oraz stanowiska regulatora pewnym rozwiązaniem dla wytwórców, którzy są związani umowami typu vPPA, może być definicja ceny rynkowej energii elektrycznej. Po nowelizacji Ustawy o Środkach Nadzwyczajnych, która weszła w życie w 1 marca 2023 r.¹⁶⁴, cena rynkowa energii elektrycznej powinna bowiem uwzględniać wszystkie dodatkowe rozliczenia pieniężne, spełniające dwa warunki, o których mowa powyżej. Jeśli zatem umowa vPPA zawarta będzie przez wytwórcę zobowiązanego do dokonywania odpisów na Fundusz (np. obok umowy PPA, jako fizycznej umowy sprzedaży energii elektrycznej), rozliczenia dokonywane w oparciu o umowę vPPA (a więc rozliczenia pomiędzy wytwórcą a odbiorcą z tytułu różnicy pomiędzy ceną umowną a instrumentem bazowym), jako związane z wolumenem sprzedanej energii elektrycznej i jej wartością (dla wytwórcy), będą wpływać na cenę rynkową energii elektrycznej. Dzięki temu, jeśli z tytułu rozliczenia umowy vPPA wytwórca będzie zobowiązany do zapłaty różnicy na rzecz odbiorcy, w sytuacji, gdy wartość instrumentu bazowego przewyższa cenę umowną, to ta sama kwota różnicy może pomniejszyć cenę rynkową energii elektrycznej w ramach obliczenia odpisu na Fundusz.

Aktualnie trwają jednak prace legislacyjne nad kolejną zmianą Ustawy o Środkach Nadzwyczajnych¹⁶⁵. Zmiany te

¹⁶⁴ Ustawa z 8 lutego 2023 r. o zmianie ustawy o szczególnych rozwiązaniach w zakresie niektórych źródeł ciepła w związku z sytuacją na rynku paliw oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2023 r., poz. 295).

¹⁶⁵ Rządowy projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (UC74, druk sejmowy nr 3237, dostępny pod adresem: <https://www.sejm.gov.pl/sejm9.nsf/druki.xsp>).

To determine the impact of the Emergency Measures Act on (physical) PPAs, a broad definition of the market price of electricity is important. This is because this price is determined not only as the net electricity price in PLN/MWh indicated in the electricity sales contract (and thus the electricity price indicated in the physical cPPA), but also under a contract related to the sale of electricity including, in particular, financial instruments or guarantees of origin, in which additional monetary settlements depend on the quantity or value of the electricity sold. Such a broad understanding of the market price of electricity raises the risk that this price, and therefore the amount of the contribution to for the Fund, will be calculated with reference to the generator's total revenue related to the sale of electricity, including the price of electricity, guarantees of origin or (perhaps) certificates of origin. At the same time, it is irrelevant whether the guarantees of origin are sold under the cPPA or under another agreement, with another buyer. From the perspective of the rules set forth in the Emergency Measures Act for calculating the market price, what matters is whether (i) the additional cash settlement in question is made by the producer, and whether (ii) the settlement is related to the quantity or value of electricity sold.

In the absence of clear regulations of the price cap regime and the position of the regulator, a definition of the market price of electricity may be a certain solution for generators who are bound by vPPAs. After the amendment of the Emergency Measures Law, which took effect on March 1, 2023,¹⁶⁴ the market price of electricity should in fact take into account all additional monetary settlements that meet the two conditions mentioned above. Thus, if a vPPA is entered into by a producer obliged to make contributions to the Fund (e.g., in addition to the PPA, as a physical contract for the sale of electricity), settlements made based on the vPPA (and therefore settlements between the producer and the customer for the difference between the contract price and the base instrument), as related to the volume of electricity sold and its value (for the producer), will affect the market price of electricity. As a result, if, due to the settlement of the vPPA, the producer is obliged to pay the difference to the customer, in a situation where the value of the underlying instrument exceeds the contract price, the same amount of the difference can reduce the market price of electricity in the calculation of the contribution to the Fund.

However, legislative work is currently underway on a further amendment to the Emergency Measures Act¹⁶⁵. These changes will mandate to include in the electricity market

¹⁶⁴ Act of February 8, 2023, amending the Act on special solutions for certain heat sources in connection with the situation on the fuel market and certain other acts (Journal of Laws 2023, item 295).

¹⁶⁵ Government draft Act on amendment to the Energy law and certain other Acts (UC74, parliamentary paper No. 3237, available here: <https://www.sejm.gov.pl/sejm9.nsf/druki.xsp>).

spowodują, że w cenie rynkowej energii elektrycznej będzie można uwzględnić wyłącznie przychody związane z tymi dodatkowymi rozliczeniami pieniężnymi (instrumentami finansowymi). Pozbawi to wytwórców prawa do rozliczenia w cenie rynkowej energii elektrycznej kosztów związanych np. z wykonywaniem umów vPPA (kwot płatnych przez wytwórcę drugiej stronie umowy). W konsekwencji pojawi się ryzyko ekspozycji na konieczność dokonywania niezależnych rozliczeń, tj. z tytułu: reżimu cenowego (dokonywania odpisów na Fundusz) oraz rozliczenia umowy vPPA, co może spowodować realne straty dla wytwórców. Ponadto, projektowane zmiany spowodują, że zasadnicza większość (97%) przychodów uzyskanych z tytułu sprzedaży gwarancji pochodzenia, będzie musiała zostać uwzględniona w obliczeniach odpisu na Fundusz, bez względu na cenę rynkową energii elektrycznej. Oznacza to, że nawet jeśli wytwórca sprzedaje energię elektryczną poniżej ceny limitu, wciąż będzie musiał przekazać przychody z gwarancji pochodzenia w ramach reżimu cenowego.

Wspomniane już wyżej rozporządzenie Rady Ministrów z 8 listopada 2022 r. w sprawie sposobu obliczania limitu ceny pozostawia jeszcze jedną furtkę dla uwzględnienia rozliczeń z tytułu vPPA dla obliczenia odpisów na Fundusz, ale jest ona bardziej kontrowersyjna. Rozporządzenie stanowi bowiem, że w odniesieniu do wolumenu energii elektrycznej objętego umową sprzedaży energii elektrycznej, obejmującą instrumenty finansowe zabezpieczające przychody wytwórcy energii elektrycznej oraz koszty zakupu energii elektrycznej odbiorcy końcowego przed wahaniami cen energii elektrycznej na hurtowym rynku, zawartą między tym wytwórcą a odbiorcą końcowym, limit ceny powiększa się o średnią wysokość roszczenia należnego temu odbiorcy końcowemu z tytułu tej umowy sprzedaży energii elektrycznej. Literalna wykładania tego przepisu zakłada zatem, że możliwe jest uwzględnienie w limicie ceny rozliczeń pomiędzy wytwórcą a odbiorcą końcowym, dokonanych w ramach kontraktu na różnicę, ale wyłącznie, jeśli ten instrument finansowy (kontrakt na różnicę) będzie częścią umowy na fizyczną sprzedaż energii elektrycznej, zawartą pomiędzy wytwórcą a odbiorcą końcowym. W praktyce jednak sytuacja, w której te same strony związane są fizyczną umową cPPA, która jednocześnie zawiera elementy umowy vPPA, jest niezwykle rzadka.

7

Co dalej z rynkiem cPPA w Polsce

W ostatnim czasie obserwujemy znaczny wzrost zainteresowania odbiorców zakupem zielonej energii, co spowodowało znaczne zwiększenie popytu na energię elektryczną wytwarzaną z OZE. Jest to spowodowane w przeważającej mierze wprowadzeniem regulacji ESG, zgodnie z którymi odbiorcy muszą wykazywać się redukcją emisji i wzrostem „ekologiczności” swoich produktów. Wymogi ESG nakładają na odbiorców w tym zakresie konkretne cele, a jednym z najłatwiejszych sposobów ich realizacji jest właśnie zakup zielonej energii. Innym czynnikiem wpływającym na wzrost

price only the revenues related to these additional financial settlements (financial instruments). This will deprive generators of the right to account in the electricity market price for costs associated with, for example, the vPPAs' settlements (amounts payable by the generator to the other party). Consequently, there will be a risk of double exposure to the need to make unrelated settlements, i.e. from: price cap regime (deductions to the Fund) and vPPA settlement, which may cause real losses for generators. In addition, the proposed changes will mean that the vast majority (97%) of the revenues generated from the sale of guarantees of origin will have to be included in the calculation of the deductions to the Fund, regardless of the electricity market price. This means that even if a generator sells electricity below the price cap, it will still have to pass on the revenues from the guarantees of origin within the price cap regime.

The above-mentioned Ordinance of the Council of Ministers of November 8, 2022 on how to calculate the price cap leaves another option for including vPPA settlements in the calculation of the contribution to the Fund, but it is more controversial. This is because the regulation stipulates that with respect to the volume of electricity covered by a power purchase agreement, which includes financial instruments to hedge the revenues of an electricity producer and the costs of purchasing electricity of an end-user against fluctuations in electricity prices on the wholesale market, concluded between that producer and the end-user, the price cap shall be increased by the average amount of the claim due to that end-user under that electricity sales contract. Thus, a literal interpretation of this provision implies that it is possible to include in the price cap settlements between a producer and an end-user made under a contract for difference, but only if this financial instrument (contract for difference) is part of a contract for the physical sale of electricity concluded between a producer and an end-user. In practice, however, the situation in which the same parties are bound by a physical cPPA that simultaneously contains elements of a vPPA is extremely rare.

What lies ahead for the cPPA market in Poland

Recently, there has been a significant increase in consumer interest in purchasing green energy, which has resulted in a significant increase in demand for electricity generated from RES. This is largely due to the introduction of ESG regulations, according to which consumers must demonstrate reduction of emissions and increased "environmental performance" of their products. ESG requirements impose specific targets on consumers in this regard, and one of the easiest ways to achieve them is to purchase green energy. Another factor influencing the increase in demand for green

zapotrzebowania na zieloną energię są bardzo dynamicznie zmieniające się ceny energii elektrycznej. Rok 2022 był okresem, w którym ceny na przestrzeni godzin potrafiły się zmieniać nawet o kilkaset procent. To spowodowało, że odbiorcy, chcąc ograniczyć tę dynamikę cenową, zdecydowali się na poszukiwanie stabilnych cenowo źródeł energii, a takim źródłami są OZE. Ponadto, wraz ze wzrostem cen CO₂ oraz kosztów paliwa węglowego i gazowego, źródła odnawialne stają się konkurencyjne w stosunku do energii konwencjonalnej, co dodatkowo zachęca odbiorców do poszukiwania dostawców zielonej energii. Z tego powodu na popularności zyskiwały i nadal zyskują umowy korporacyjne sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii określane jako tzw. umowy cPPA. Ich istota sprowadza się do możliwości nabycia energii bezpośrednio od jej wytwórcy, co służy realizacji ww. celów. Kontrakty tego typu zawierane są na długie okresy, od 5 do 15 lat, a nawet są przypadki zawarcia umów na okres 25 lat. Obecnie najbardziej popularnym typem umów cPPA są tzw. umowy wirtualne lub inaczej zwane kontraktami różnicowymi, które charakteryzują się brakiem bezpośredniej dostawy energii do odbiorcy. Należy jednak zauważyć, że w roku 2022 obserwowano coraz więcej kontraktów cPPA tzw. fizycznych, które w praktyce oznaczają, że wytwórca zobowiązuje się do dostawy energii. Było to spowodowane m.in. kwestiami regulacyjnymi. Regulacje prawne związane z ustaleniem limitów cenowych dyskryminowały pierwotnie umowy wirtualne, powodując, że tego typu kontrakty miały gorsze warunki prawne niż umowy z fizyczną dostawą. Wydaje się, że w kolejnych latach na znaczeniu będą zyskiwały fizyczne umowy cPPA, które zwłaszcza dla wytwórców stanowią będą bezpieczniejsze rozwiązanie.

Czynniki, które stanowią aktualną barierę dla rozwoju umów cPPA w Polsce to¹⁶⁶:

- czynniki wpływające na podaż projektów OZE ze strony deweloperów (w Polsce najistotniejsze bariery w tym zakresie wynikają z niedostatecznego rozwoju sieci przesyłowych i dystrybucyjnych), jak również wprowadzone Rozporządzeniem Rady (UE) 2022/1854 z 6 października 2022 r. w sprawie interwencji w sytuacji nadzwyczajnej w celu rozwiązania problemu wysokich cen energii limity cenowe dla producentów inframarginalnych w tym energetyki wiatrowej
- czynniki wpływające na zapotrzebowanie na umowy cPPA ze strony odbiorców końcowych, w tym przede wszystkim wysoki poziom ryzyka związany z niewywiązaniem się kontrahenta z zapisów umownych oraz znaczny odstęp czasu pomiędzy momentem negocjowania umowy a rozpoczęciem faktycznych dostaw energii.
- czynniki wpływające na proces inwestycyjny, czyli niestabilność prawa i procesów administracyjnych oraz niewystarczająco transparentny rynek energii, jak również niski poziom wiedzy na temat umów cPPA.

¹⁶⁶ Czopek P., Kowalski S., Rożek R., Strzałkowski D. (2023) Niewykorzystany potencjał umów cPPA Przegląd barier regulacyjnych i rynkowych, https://resourcepoland.pl/wp-content/uploads/2023/02/Raport_Niewykorzystany_potencja%C5%82_um%C3%B3w_cPPA_Prze%C4%85d_barier.pdf.

energy is the very rapidly changing electricity prices. The year 2022 was a period when prices could change by up to several hundred percent over the course of hours. This caused consumers, wishing to reduce this price dynamics, to decide to seek price-stable sources of energy, and RES are such sources. In addition, with the increase in CO₂ prices and the cost of coal and gas fuel, renewable sources are becoming competitive with conventional energy, which further encourages consumers to seek green energy suppliers. For this reason, corporate contracts for the sale of electricity generated from a renewable energy source, referred to as cPPAs, have gained and continue to gain in popularity. Their essence boils down to the possibility of purchasing energy directly from the producer, which serves the aforementioned purposes. Contracts of this type are concluded for long periods, from 5 to 15 years, and there are even cases of contracts for a period of 25 years. Currently, the most popular type of cPPAs are the so-called virtual contracts, otherwise known as contracts for difference, which are characterized by the absence of physical delivery of energy to the customer. However, it should be noted that 2022 has seen an increasing number of physical cPPAs, which in practice mean that the generator commits to deliver energy. This was due to regulatory issues, among others. Regulations imposing price caps originally discriminated against virtual contracts, causing this type of contract to have worse legal conditions than contracts with physical delivery. It seems that physical cPPAs will gain in importance in the next few years, which, especially for generators, will be a safer solution.

Factors that currently pose a barrier to the development of cPPAs in Poland are:¹⁶⁶

- those affecting the supply of RES projects from developers (in Poland, the most significant barriers in this regard are due to insufficient development of transmission and distribution networks), as well as price caps for inframarginal producers, including wind power, introduced by Council Regulation (EU) 2022/1854 of October 6, 2022 on emergency intervention to address high energy prices
- those affecting the demand for cPPAs from end-users, including, in particular, the high level of risk associated with the counterparty's failure to comply with contractual provisions and the significant time lag between the time of contract negotiation and the start of actual energy deliveries
- those affecting the investment process, namely the instability of the law and administrative processes and an insufficiently transparent energy market, as well as a low level of knowledge about cPPAs.

¹⁶⁶ Czopek P., Kowalski S., Rożek R., Strzałkowski D. (2023) "The untapped potential of cPPAs Review of regulatory and market barriers", https://resourcepoland.pl/wp-content/uploads/2023/02/Raport_Niewykorzystany_potencja%C5%82_um%C3%B3w_cPPA_Prze%C4%85d_barier.pdf.

Jednym z głównych czynników determinujących dalszy rozwój rynku cPPA w Polsce są działania podejmowane na szczeblu europejskim. Komisja Europejska w komunikacie z 18 maja 2022 r. dotyczącym planu REPowerEU podkreśliła znaczenie umów długoterminowych. Z kolei 23 stycznia 2023 r. zostały uruchomione publiczne konsultacje w sprawie nowego modelu rynku energii elektrycznej, zaś 16 marca 2023 r. opublikowany został projekt planowanych zmian.

7.1. Planowane regulacje europejskie – Electricity Market Design

W celu zwiększenia stabilności i przewidywalności kosztów energii, a tym samym przyczynienia się do konkurencyjności gospodarki UE borykającej się z nadmiernymi wahaniami cen, projekt reformy modelu rynku energii elektrycznej ma na celu zwiększenie dostępu do bardziej stabilnych kontraktów i rynków długoterminowych. Unijne propozycje w coraz bardziej zdecydowany sposób wskazują model cPPA jako ten, który powinien odgrywać jedną z głównych ról na rynku energii dla przedsiębiorstw. Kluczem jest tu rozwiązanie problemu powolnych i skomplikowanych procedur udzielania zezwoleń na duże projekty OZE, a ponadto uznanie energii ze źródeł odnawialnych za nadrzędny interes publiczny.

Proponowana przez Komisję Europejską inicjatywa jest silnie powiązana i uzupełniająca w stosunku do wniosków ustawodawczych przedstawionych w ramach europejskiego pakietu dotyczącego zielonego ładu i przyspieszenia realizacji celów dekarbonizacji określonych w planie REPowerEU, w szczególności w odniesieniu do wniosku dotyczącego zmiany dyrektywy w sprawie energii odnawialnej wynikającej z dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, która jest głównym instrumentem UE zajmującym się promowaniem energii odnawialnej. Proponowana inicjatywa ma charakter uzupełniający, ponieważ ma na celu umożliwienie przyspieszenia wykorzystania energii odnawialnej. Założenia mają na celu zapewnienie bardziej stabilnych długoterminowych źródeł dochodów, aby uwolnić dalsze inwestycje w energię odnawialną i niskoemisyjną, przy jednoczesnej poprawie funkcjonowania rynków krótkoterminowych, które są kluczowe dla integracji energii odnawialnej w systemie elektroenergetycznym.

Obecny trend wyraźnie podkreśla dynamiczny przyrost wolumenu zakontraktowanego w ramach umów cPPA. Według danych zamieszczonych na europejskiej platformie RE-Source¹⁶⁷ obecnie moc energii elektrycznej zakontraktowanej w ramach cPPA wynosi 26,2 GW, z czego 2,7 GW to moc z energii z wiatru. W Polsce wynosi ona 0,8 GW, z czego 0,4 GW z energii wiatru. Można prognozować, że w najbliższych latach w związku z celami wskazanymi przez Komisję Europejską oraz ze względu na uwarunkowania rynkowe nastąpi dalszy spadek zainteresowania aukcjami

¹⁶⁷ <https://resource-platform.eu/buyers-toolkit/>.

One of the main factors determining the further development of the cPPA market in Poland is actions taken at the European level. The European Commission, in its May 18, 2022 communication on the REPowerEU plan, stressed the importance of long-term contracts. Public consultations on the new electricity market model were launched on January 23, 2023, and a draft of the planned changes was published on March 16, 2023.

7.1. Planned European regulations – Electricity Market Design

In order to make energy costs more stable and predictable, and thus contribute to the competitiveness of an EU economy struggling with excessive price fluctuations, the draft reform of the electricity market model aims to increase access to more stable long-term contracts and markets. The EU proposals increasingly point to the cPPA model as the one that should play a major role in the energy market for businesses. The key here is to address slow and complicated licensing procedures for large-scale RES projects, in addition to recognizing renewable energy as an overriding public interest.

The initiative proposed by the European Commission is strongly related and complementary to the legislative proposals put forward as part of the European Green Deal package and the acceleration of the decarbonization goals set out in the REPowerEU plan, particularly with regard to the proposal to amend the Renewable Energy Directive arising from 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, which is the EU's main instrument dealing with the promotion of renewable energy. The proposed initiative is of a complementary nature, as it aims to enable the acceleration of the use of renewable energy. The premise is to provide more stable long-term revenue streams to unlock further investment in renewable and low-carbon energy, while improving the functioning of short-term markets, which are key to integrating renewable energy into the electricity system.

The current trend is clearly underscored by the rapid growth in volume contracted under cPPAs. According to data posted on the European RE-Source¹⁶⁷ platform, currently the electricity capacity contracted under cPPAs is 26.2 GW, of which 2.7 GW is from wind power. In Poland, it is 0.8 GW, of which 0.4 GW is from wind power. It can be forecast that in the coming years, due to the targets indicated by the European Commission and due to market conditions, there will be a further decline in interest in RES auctions in favor of long-term cPPAs. The European Investment Bank and

¹⁶⁷ <https://resource-platform.eu/buyers-toolkit/>.

OZE na rzecz długoterminowych umów sprzedaży energii elektrycznej typu cPPA. Europejski Bank Inwestycyjny oraz Komisja Europejska szacują, że do 2030 r. umowy cPPA będą obejmować 10–23% łącznej produkcji energii słonecznej i wiatrowej. Oznacza to ok. 3–7 GW rozwijanych projektów w oparciu o umowy cPPA. Należy tym samym uznać, że umowy cPPA pełnią i będą pełnić znaczącą rolę w przyspieszaniu transformacji energetycznej i udostępnianiu konsumentom korzyści płynących z energii odnawialnej oraz niskoemisyjnej.

the European Commission estimate that by 2030 cPPAs will cover 10-23% of total solar and wind generation. This means about 3-7 GW of cPPA-based projects under development. Thus, it should be recognized that cPPAs have and will continue to play a significant role in accelerating the energy transition and making the benefits of renewable and low-carbon energy available to consumers.



Wydarzenia sektora energetyki wiatrowej w Polsce

**Wind energy sector
events in Poland**

Coroczne wydarzenia Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej cieszą się coraz większym zainteresowaniem, co świadczy o rosnącej roli branży wiatrowej w przeprowadzeniu nieuniknionej transformacji energetycznej kraju i potrzebie przemodelowania obecnej polityki energetycznej. Konferencje pozwalają poruszyć najważniejsze tematy na forum, dając szansę na wypracowanie wspólnych rozwiązań korzystnych dla energetyki wiatrowej i całego sektora OZE.

Poniżej zestawienie czterech kluczowych wydarzeń w branży wiatrowej w Polsce, których organizatorem jest Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej:

FORUM OPERATORÓW FARM WIATROWYCH 8–9 marca 2023 r., Sopot

Tegoroczna edycja Forum Operatorów Farm Wiatrowych była VI odsłoną wydarzenia, podczas którego eksperci dzielą się doświadczeniem i zdobytym przez lata know-how w zakresie wznoszenia i pracy farm wiatrowych. Program oparty jest na najbardziej aktualnych tematach związanych z rynkiem energetycznym w kontekście utrzymania i eksploatacji farm wiatrowych. FOFW nie pomija bieżących trendów decydujących o perspektywie rozwoju energetyki wiatrowej, tj. cable pooling, a także innowacji, które dopiero mają pojawić się na polskim rynku. Forum od lat przyciąga czołowe dla branży autorytety i decydentów, którzy kształtują rynek odnawialnych źródeł energii i podejmują decyzje o wyglądzie współczesnych regulacji. W tegorocznej edycji udział w Forum wzięło ponad 250 osób, reprezentujących ponad 90% mocy zainstalowanych w energetyce wiatrowej. Wydarzenie jest doskonałym miejscem do omówienia aktualizacji zmieniającego się otoczenia technicznego i prawnego, uzupełnienia o nowe, bieżące wątki oraz do nawiązania cennych, biznesowych kontaktów w branży wiatrowej.

Szczegóły wydarzenia dostępne na www.wfof.eu/pl/

The annual events of the Polish Wind Energy Association (PSEW) are attracting more and more interest, reflecting the growing role of the wind industry in carrying out the country's inevitable energy transition and the need to remodel the current energy policy. The conferences allow the most important topics to be addressed in a forum, providing an opportunity to develop common solutions that benefit the wind power industry and the RES sector as a whole.

Below is a summary of four key wind industry events in Poland, organized by the Polish Wind Energy Association

WIND FARM OPERATORS FORUM March 8–9, 2023, Sopot

This year's edition of the Wind Farm Operators Forum (FOFW) was the sixth edition of the event, during which experts share their many years of experience and know-how in the construction and operation of wind farms. The program is based on the most current topics related to the energy market in the context of maintenance and operation of wind farms. The FOFW does not overlook current trends determining the perspective of wind energy development, i.e. cable pooling, as well as innovations yet to appear in the Polish market. For years, the Forum has attracted the industry's leading authorities and decision-makers who shape the renewable energy market and determine the shape of today's regulations. This year's Forum was attended by more than 250 people, representing more than 90% of installed wind power capacity. The event is an excellent place to discuss updates on the changing technical and regulatory environment, to add new current threads and to make valuable business contacts in the wind industry.

Event details available on: www.wfof.eu/pl/



KONFERENCJA RE-SOURCE POLAND 21–22 marca 2023 r., Warszawa

Coroczna Konferencja RE-Source Poland przybliża otoczenie regulacyjne i biznesowe, które sprzyja przechodzeniu na „zieloną energię” przedsiębiorstw, m.in. w formie umów cPPA. W dobie transformacji energetycznej umożliwienie przedsiębiorcom budowania przewag konkurencyjnych w oparciu o tanią i czystą energię z OZE jest priorytetem.

Przechodzenie firm na odnawialne źródła energii to obecnie jeden z głównych trendów biznesowych. Konferencja RE-Source Poland skupia się na skutecznych metodach wdrażania modelu cPPA w Polsce. Dzięki obecności na wydarzeniu przedstawicieli krajowych i międzynarodowych przedsiębiorstw, dostawców energii odnawialnej oraz ekspertów z sektora OZE, wydarzenie realnie wpływa na kształt rynku i głównych instrumentów zarządzania cenami energii – TGE, administracji rządowej czy instytucji finansowych.

Konferencja RE-Source Poland wypełnia jeden z głównych celów Platformy RE-Source: zwiększa świadomość korzyści i zalet korporacyjnych zakupów energii i ułatwia transakcje biznesowe między nabywcami a sprzedawcami. To wydarzenie może być traktowane jako kierunkowskaz, który pomoże zarówno odbiorcom, jak i nabywcom rozpocząć podróż po świecie zakupów i sprzedaży energii elektrycznej z OZE.

Szczegóły wydarzenia dostępne na:
www.konferencjaresource.pl

RE-SOURCE POLAND CONFERENCE March 21–22, 2023, Warsaw

The annual RE-Source Poland Conference takes a closer look at the regulatory and business environment that fosters the transition to "green energy" for businesses, including in the form of cPPAs. In an era of energy transition, enabling businesses to build competitive advantages based on low-cost and clean energy from RES is a priority.

The transition of companies to renewable energy sources is currently one of the major business trends. The RE-Source Poland conference focuses on effective methods of implementing the cPPA model in Poland. Thanks to the presence of representatives of national and international companies, renewable energy suppliers and experts from the RES sector, the event has a real impact on the shape of the market and the main instruments of energy price management – the POLPX, government administration or financial institutions.

The RE-Source Poland conference fulfills one of the main objectives of the RE-Source Platform: it raises awareness of the benefits and advantages of corporate energy purchasing and has already facilitated business transactions between buyers and sellers. This event can be seen as a directional guide to help both buyers and purchasers to start their journey in the world of buying and selling electricity from RES.

Event details available at:
www.konferencjaresource.pl



KONFERENCJA PSEW 20–22 czerwca 2023 r., Serock

Największe i najważniejsze wydarzenie branży wiatrowej w Polsce i Europie Środkowo-Wschodniej. Coroczna Konferencja PSEW w Serocku jest jednym z wydarzeń, podczas którego oprócz niebываłej ilości wiedzy i kontaktów, można również poczuć atmosferę pobudzającą do działania i mobilizacji przed kolejnymi wyzwaniami. Wydarzenie dedykowane jest odnawialnym źródłom energii oraz rozwojowi rynku energii w aspekcie wdrażania i eksploatacji technologii OZE w Polsce.

Podczas Konferencji PSEW2023 w Serocku jak co roku wezmą udział przedstawiciele największych firm z branży energetycznej, globalnych liderów technologii oraz ważnych podmiotów prowadzących procesy inwestycyjne na całym świecie, zarówno na lądzie, jak i na morzu. W dyskusjach oraz warsztatach głos zabiorą również przedstawiciele administracji państwowej. A to wszystko uzupełnione będzie sesjami eksperckimi, warsztatami, strefą networkingową oraz wydarzeniami towarzyszącymi.

Szczegóły ostatniego wydarzenia dostępne na:
www.konferencjapsew.pl

PSEW CONFERENCE June 20–22, 2023, Serock

The largest and most important wind industry event in Poland and Central and Eastern Europe. The annual PSEW Conference in Serock is one of the events where, in addition to an incredible amount of knowledge and contacts, you can also feel the atmosphere that stimulates action and mobilization before facing next challenges. The event is dedicated to renewable energy sources and energy market development in terms of implementation and operation of RES technologies in Poland.

The PSEW 2023 Conference in Serock will be attended, as every year, by representatives of the largest companies in the energy industry, global technology leaders and important entities conducting investment processes around the world, both onshore and offshore. Representatives of government administration will also speak in discussions and workshops. And all this will be complemented by expert sessions, workshops, a networking zone and side events.

Details of the latest edition available at:
www.konferencjapsew.pl



OFFSHORE WIND POLAND CONFERENCE listopad 2023 r.

Wydarzenie związane z branżą offshore pokazuje, jak ważnym i obszernym tematem jest rozwój morskiej energetyki wiatrowej w Polsce. Konferencja Offshore Wind Poland z udziałem decydentów i ekspertów branży ukazuje szerokie spojrzenie na wyzwania stojące przed intensyfikacją działań w nowym segmencie polskiej gospodarki. Podczas dwóch dni wydarzenia dyskusje poszerzają horyzonty w zakresie możliwości MEW oraz pokazują rzeczywisty potencjał polskiego Bałtyku. Dzięki współpracy administracji i biznesu Polska może stać się liderem offshore na Bałtyku oraz eksporterem taniej i czystej energii.

Podczas Konferencji Offshore Wind Poland inwestorzy, wykonawcy, usługodawcy, stowarzyszenia branżowe i politycy podejmują decyzje o współpracy oraz o rozwoju nowych inwestycji MEW. Uczestnicy Konferencji mają dostęp do platformy B2B w celu nawiązania relacji między przedsiębiorcami w całym łańcuchu dostaw morskiej energii wiatrowej.

Szczegóły ostatniego wydarzenia dostępne na:
www.konferencja-offshore.pl

OFFSHORE WIND POLAND CONFERENCE November 2023

The offshore industry event demonstrates the importance and extent of offshore wind energy development in Poland. The Offshore Wind Poland conference, with the participation of decision-makers and industry experts, reveals a wide perspective on the challenges facing the intensification of activities in this new segment of the Polish economy. During the two days of the event, discussions broaden horizons on the possibilities of OWE and show the real potential of the Polish Baltic Sea. Thanks to the cooperation of administration and business, Poland can become a leader in offshore wind in the Baltic Sea and an exporter of cheap and clean energy.

During the Offshore Wind Poland Conference, investors, contractors, service providers, industry associations and politicians make decisions about cooperation and the development of new OWE investments. Conference participants have access to a B2B platform to establish relationships between entrepreneurs across the offshore wind supply chain.

Details of the latest edition available at:
www.konferencja-offshore.pl



O autorach



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

About the authors

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. He has worked 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.

Wiceprezes PSEW, ekspert rynku energii związany z sektorem energetycznym od 15 lat. Wieloletni pracownik największych grup energetycznych w Polsce (TAURON Polska Energia S.A., PGE Energia Odnawialna S.A.), gdzie zajmował wysokie stanowiska menedżerskie. Był również pracownikiem administracji publicznej szczebla centralnego, biorąc czynny udział w pracach przy tworzeniu krajowych i unijnych regulacji w obszarze sektora energetycznego. Aktualnie współpracuje między innymi z Agencją Rozwoju Przemysłu S.A., gdzie jest odpowiedzialny za przygotowanie i rozwój działalności grupy w obszarze budowy Odnawialnych Źródeł Energii oraz pozyskania energii dla spółek z grupy. Aktywnie działa w organizacjach branżowych wspierających rozwój odnawialnych źródeł energii w Polsce. Obecnie także Wiceprezes Fundacji RE-Source Poland Hub.



**SZYMON
KOWALSKI**

Vice President of PSEW, an energy market expert involved in the energy sector for 15 years. Long-time employee of the largest energy groups in Poland (TAURON Polska Energia S.A., PGE Energia Odnawialna S.A.) where he held senior managerial positions. He was also a public administration employee at the central level, taking an active part in the development of national and EU regulations in the energy sector. At present he cooperates, among others, with the ARP S.A. (Industrial Development Agency) where he is responsible for the preparation and development of the Group's activities in the area of construction of Renewable Energy Sources and energy acquisition for the Group's companies. He is actively involved in industry organizations supporting the development of renewable energy sources in Poland, and currently is, among others, Vice President of the RE-Source Poland Hub Foundation.

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 energią rozproszoną, prosumencką. Od 2019 r. jako dyrektor w Ministerstwie Energii oraz Ministerstwie Klimatu i Środowiska nadzorował prace związane z planowaniem rozwoju odnawialnych źródeł energii oraz tworzeniem warunków prawnych dla ich dalszego funkcjonowania.



**PIOTR
CZOPEK**

Piotr is a Director at the Polish Wind Energy Association and 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 13 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 13 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.

Menedżer ds. developmentu 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
MATUSZCZAK**

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.



DWF

DWF jest międzynarodową kancelarią prawną, działającą w kluczowych sektorach gospodarki. Zatrudnia 4000 osób w 34 lokalizacjach na świecie.

Obszary działalności warszawskiego biura to energetyka odnawialna, ochrona środowiska, fuzje i przejęcia, rynki kapitałowe, nieruchomości, budownictwo i infrastruktura, bankowość, finanse i restrukturyzacja, własność intelektualna, IT, rozstrzyganie sporów, prawo konkurencji, 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 szczególności w energetyce wiatrowej.

To „one-stop-shop” w zakresie regulacji energetyki, aukcji, pozwoleń inwestycyjnych, umów projektowych, ocen oddziaływania na środowisko, zabezpieczania praw do nieruchomości, transakcji i podatków, 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

DWF

DWF is an integrated legal business, operating across key sectors of economy in 34 global locations, with 4,000 employees.

The Warsaw office practices include renewable energy, environment, mergers and acquisitions, capital markets, real estate, construction and infrastructure, banking, finance and restructuring, intellectual property, IT, dispute resolution, competition, 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 in particular wind power.

It is a one-stop-shop for energy regulatory issues, auctions, investment permitting, project contracts, environmental impact assessment, securing property rights, M&A and tax, 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 zawodowe koncentruje się na odnawialnych źródłach energii, zarówno na lądzie, jak i na morzu, magazynach energii, sieciach i wodrze. 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. Jest wykładowcą oraz współautorem przewodników rynkowych.



dr KAROL LASOCKI

He heads the Renewable Energy Department at DWF. His expertise focuses on renewable energy sources, both offshore and onshore, energy storage, grids and hydrogen. Dr Karol Lasocki is involved 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 – has continued 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. Dr Karol Lasocki is a lecturer and a co-author of sector reports and guides.

Jest adwokatem na stanowisku Local Partner, członkiem Zespołu Energetyki Odnawialnej w 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, umów, 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 Local Partner, a member of the Renewable Energy Team at DWF. 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, contracts, permitting process, regulatory matters, as well as planning and zoning issues. She actively participates as speaker at numerous conferences on renewables energy matters.

Jest radcą prawnym na stanowisku Local Partner, członkiem Zespołu Nieruchomości w DWF. 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, umów najmu i dzierżawy, służebności przesyłu i innych umów o korzystanie z nieruchomości, ze szczególnym uwzględnieniem projektów 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 przejęcia aktywów zagrożonych, nabywania udziałów i innych kwestiach związanych z inwestycjami zagranicznymi w Polsce, a także prowadzi badania prawne spółek i nieruchomości będących przedmiotem transakcji, w tym typu project finance.



MAŁGORZATA LESIAK-ĆWIKOWSKA

She is an attorney-at-law and a Local Partner, a member of the Real Estate Team at DWF. 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 easements and other contracts for use of real properties, with a special focus on RES projects, contracts relating to construction process, such as contracts for design, fit-out and construction work. Małgorzata's track record 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, as well as leads legal audits of companies and real properties subject to transactions, including project finance.

Jest radcą prawnym na stanowisku Counsel, członkiem Zespołu Energetyki Odnawialnej i Zamówień Publicznych w DWF, 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 procesach M&A, dokumentacji przetargowej, przygotowaniu i negocjowaniu umów o realizację inwestycji (DSA), umów EPC, LTSA, BoP



AGNIESZKA CHYLIŃSKA

She is an attorney-at-law and a Counsel, a member of the Renewable Energy and Public Procurement Teams at DWF, a business oriented transaction lawyer with renewable energy, real estate and public procurement background. Agnieszka 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 mergers and acquisitions, procurement, preparation and negotiation of development agreements (DSA), EPC, LTSA, BoP and

i TSA. Specjalizuje się również w kontraktach budowlanych na realizację przedsięwzięć, w których zamawiającym jest podmiot publiczny lub prywatny (w tym opartych na standardach FIDIC).

Jest adwokatem na stanowisku Senior Associate, członkiem Zespołu Energetyki Odnawialnej oraz Zespołu Rozwiązywania Sporów i Arbitrażu w DWF. Specjalizuje się w projektach z zakresu rozwoju morskiej i lądowej energetyki wiatrowej, energetyki słonecznej oraz umowach sektora OZE (vPPA, PPA, DSA, BoP, TSA, O&M). Zajmuje się również postępowaniami spornymi przed sądami powszechnymi z zakresu prawa umów handlowych, w tym m.in. umów dostawy, o roboty budowlane (w tym FIDIC), odpowiedzialności odszkodowawczej, a także postępowaniami zabezpieczającymi. Reprezentuje klientów podczas negocjacji i mediacji gospodarczych. Maria doradza również w kwestiach transakcyjnych, regulacyjnych oraz nieruchomościowych związanych z instalacjami energii odnawialnej w Polsce.

Jest radcą prawnym na stanowisku Senior Associate, członkiem Zespołu Energetyki Odnawialnej w DWF. Specjalizuje się w doradztwie kontraktowym i regulacyjnym na rzecz podmiotów z sektora energetycznego, głównie odnawialnych źródeł energii (w tym morskiej energetyki wiatrowej). 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. Wspiera inwestorów m.in. w kwestiach dotyczących przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, systemów wsparcia odnawialnych źródeł energii, procesie inwestycyjnym, a także negocjacji umów sprzedaży energii elektrycznej (cPPA i vPPA).

Pracuje na stanowisku Associate i jest członkiem Zespołu Energetyki Odnawialnej w 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, PPA), a także świadczy usługi doradztwa prawnego na rzecz klientów w zakresie polskich przepisów regulacyjnych dotyczących sektora energetycznego.

Pracuje na stanowisku Associate i jest członkiem zespołu Energetyki Odnawialnej w 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.



**dr MARIA
KIERSKA**

TSA agreements. She also specializes 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).

She is an advocate and a Senior Associate, a member of the Renewable Energy and Dispute Resolution and Arbitration Teams at DWF. Maria specialises in offshore, onshore wind and solar development and RES sector agreements (vPPA, PPA, DSA, BoP, TSA, O&M). She focuses on dispute resolution before the common courts 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 projects in Poland.



**PAULINA
STACHURA**

She is an attorney-at-law and a Senior Associate, a member of the Renewable Energy Department at DWF. Paulina specializes in contractual and regulatory advisory for entities in the energy sector, mainly renewable energy sources, including offshore wind farms. In her practice, she combines experience from working in both the private and public sectors. She gained experience in the Polish 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 investors, i.a., grid connection matters, supports schemes dedicated to renewable energy sources, investment process and negotiations of power purchase agreements (cPPA and vPPA).



**JOANNA
DERLIKIEWICZ**

She works as an Associate and is a member of the Renewable Energy Team at DWF. Joanna focuses on administrative law matters concerning, in particular, investment processes in renewable energy projects (onshore and offshore wind energy, PV, PPA), and provides legal advice to clients on Polish regulations concerning the energy sector.



**PRZEMYSŁAW
BUGNACKI**

He works as an Associate and is a member of the Renewable Energy Team at DWF. In his practice, Przemysław 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 projects.



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. Z zespołem ponad 350 ekspertów 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 „one-stop-shop” 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 advisory 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 “one-stop-shop” services with local expertise and global reach of the advisory group.

Partner Zarządzający TPA Poland. Ma 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 has 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 projektach typu due diligence i doradztwie transakcyjnym. Jest absolwentem brytyjskich uczelni University of Derby oraz University of Birmingham. Od 2013 r. 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 graduate of University of Derby and University of Birmingham. 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. Ma szerokie doświadczenie w zakresie kompleksowego doradztwa podatkowego i biznesowego dedykowanego 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 zarówno polskich firm rodzinnych, jak i międzynarodowych przedsiębiorstw. Jako wykładowca prowadził szereg szkoleń o charakterze otwartym oraz eksperckich szkoleń indywidualnych. Mikołaj jest także autorem licznych publikacji prasowych i specjalistycznych.



**MIKOŁAJ
RATAJCZAK**

Tax advisor and Associate Partner at TPA Poland. 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

Director 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.

Maciej ma kilkuletnie doświadczenie w zakresie doradztwa transakcyjnego oraz procesów fuzji i przejęć (M&A), które zdobywał podczas pracy dla polskich i zagranicznych klientów, w tym funduszy private equity. Brał udział w kilkudziesięciu projektach due diligence, modelowania finansowego oraz wycen. Absolwent Szkoły Głównej Handlowej na kierunku Finanse i Rachunkowość. Jest w trakcie pozyskiwania tytułu CFA.



**MACIEJ
PYSZCZEK**

Maciej has several years of experience in transaction advisory and mergers and acquisitions (M&A) processes, which he gained while working for Polish and foreign clients, including private equity funds. He has participated in dozens of due diligence, financial modeling and valuation projects. He graduated from the Warsaw School of Economics with a degree in Finance and Accounting. He is in the process of obtaining the CFA title

Starszy 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. Anna 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. Anna jest absolwentką specjalności finanse, audyt i podatki na Uniwersytecie Ekonomicznym w Poznaniu.



**ANNA
GÓRSKA**

Senior 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 with respect to the transactional support and income taxes, including comprehensive tax advisory in transfer pricing projects – consisting of the arm's length transaction test, profit allocation to permanent establishment projects and preparing transfer pricing documentation. Ania graduated in Finance, Audit and Taxes at the Poznań University of Economics and Business.

Starszy konsultant w dziale audytu i doradztwa biznesowego Baker Tilly TPA. Brała udział w projektach audytowych oraz due diligence dla klientów z sektora energetycznego oraz sektora nieruchomości. Absolwentka Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego na kierunku Zarządzanie Finansami i Rachunkowość. Natalia jest w trakcie zdobywania uprawnień Biegłego Rewidenta.



**NATALIA
KABALA**

Senior consultant in Audit and Business Consulting at Baker Tilly TPA. She has participated in audit and due diligence projects for clients in the energy and real estate sectors. A graduate of the Faculty of Management at the University of Warsaw, she majored in Financial Management and Accounting. Natalia is in the process of becoming a Certified Public Accountant.

Spis tabel / List of tables

Tabela 1. Rynek zielonych certyfikatów w okresie 2018–2022 <i>Table 1. The green certificates market in 2018–2022</i>	99
Tabela 2. Liczba i moc nominalna zwycięskich instalacji w aukcjach OZE w latach 2016–2022 <i>Table 2. Number and nominal capacity of winning installations in RES auctions from 2016 to 2022</i>	105
Tabela 3. Wyniki aukcji OZE w latach 2018–2022 <i>Table 3. RES auction results 2018–2022</i>	105
Tabela 4. Moc zainstalowana w elektrowniach wiatrowych w Polsce <i>Table 4. Capacity installed in wind farms in Poland</i>	128
Tabela 5. Moc zainstalowana w elektrowniach wiatrowych w Polsce <i>Table 5. Capacity installed in wind farms in Poland</i>	117
Tabela 6. Szacowane nakłady inwestycyjne na 1 MW mocy zainstalowanej <i>Table 6. Estimated investment outlays per 1 MW of installed capacity</i>	120
Tabela 7. Charakterystyka grupy wybranych spółek prowadzących działalność w zakresie wytwarzania energii z wiatru będących przedmiotem analizy <i>Table 7. Characteristics of the group of selected companies operating in the field of wind energy generation subject to the analysis</i>	121
Tabela 8. Kluczowe założenia przyjęte do analizy IRR <i>Table 8. Key assumptions for the IRR analysis</i>	130
Tabela 9. Analiza wrażliwości IRR inwestycji w energetyce wiatrowej <i>Table 9. IRR sensitivity analysis of investment in wind energy</i>	130
Tabela 10. Analiza wrażliwości wartości projektu farmy wiatrowej, w mln PLN na MW <i>Table 10. The sensitivity analysis of the wind farm project's value PLN million per MW</i>	132
Tabela 11. Zestawienie wybranych transakcji M&A w Polsce na rynku lądowych farm wiatrowych – farmy funkcjonujące na dzień transakcji <i>Table 11. Summary of selected M&A transactions in Poland in the onshore wind farm market – farms in operation as of the transaction date</i>	134
Tabela 12. Zestawienie wybranych transakcji M&A w Polsce na rynku lądowych farm wiatrowych – farmy w fazie developmentu <i>Table 12. Selected M&A transactions on the Polish onshore wind farm market – farms in the development phase</i>	135
Tabela 13. Liczba odmów przyłączenia do sieci w 2021 r. z podziałem na operatorów <i>Table 13. Number of grid connection refusals in 2021 by operator</i>	142
Tabela 14. Wyniki postępowań rozstrzygających w sprawie wydania PSZW <i>Table 14. Results of the proceedings for the issuance of Permits to erect and exploit artificial islands, structures and equipment</i>	157
Tabela 15. Udział poszczególnych kategorii CAPEX-owych w budowie MFW w Polsce <i>Table 15. Share of particular CAPEX categories in the construction of OWF in Poland</i>	179
Tabela 16. Wskaźnik wykorzystania mocy netto wybranych farm na Morzu Bałtyckim <i>Table 16. Net capacity factor of selected farms in the Baltic Sea</i>	184
Tabela 17. Szacunek OPEX/MW <i>Table 17. OPEX/1 MW estimate</i>	186
Tabela 18. Średnioważony koszt kapitału dla morskiej farmy wiatrowej w Polsce <i>Table 18. Weighted average capital cost for a OWF in Poland</i>	187

Tabela 19. Analiza wrażliwości LCOE 2029 na zmianę CAPEX / MW i stopy dyskontowej (PLN/MWh) <i>Table 19. Sensitivity analysis of LCOE 2028 to change in CAPEX/MW and discount rate (PLN/MWh)</i>	188
Tabela 20. Założenia przyjęte do analizy opłacalności inwestycji w MFW w Polsce <i>Table 20. Assumptions for the profitability analysis of investing in OWF in Poland</i>	188
Tabela 21. Analiza wrażliwości IRR projektu offshore na zmianę ceny sprzedaży energii w roku bazowym oraz wskaźnika produktywności netto <i>Table 21. Sensitivity analysis of offshore project IRR to change in base year energy sales price and net productivity rate</i>	189
Tabela 22. Projekty morskich farm wiatrowych z I fazy wsparcia <i>Table 22. OWF projects from Phase I support</i>	194
Tabela 23. Potencjał mocy zainstalowanej poszczególnych grup farm <i>Table 23. Installed capacity potential of each group of farms</i>	200

Spis rysunków / List of figures

Rysunek 1. Średnie ceny energii elektrycznej w Europie, 2 października 2022 r. [w EUR] <i>Fig. 1. Average electricity prices in Europe on October 2, 2022. [in EUR]</i>	11
Rysunek 2. Procentowy roczny spadek kosztów wytwarzania energii z wiatru <i>Fig. 2. Percentage annual decrease in wind power generation costs</i>	17
Rysunek 3. Zakres reform i inwestycji w ramach celu szczegółowego B2 ważnych dla rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce <i>Fig. 3. Scope of reforms and investments under specific objective B2 important for wind energy development in Poland</i>	19
Rysunek 4. Ogólna zasada lokalizowania elektrowni wiatrowych <i>Fig. 4. General principle of locating wind power plants</i>	74
Rysunek 5. Liberalizacja zasady lokalizowania elektrowni wiatrowych <i>Fig. 5. Relaxation of the principle of locating wind power plants</i>	75
Rysunek 6. Konieczność uchwalenia MPZP przez gminę pobliską <i>Fig. 6. The need for a nearby commune/municipality to adopt an MPZP</i>	77
Rysunek 7. Lokalizacja zabudowy mieszkalnej od istniejącej elektrowni wiatrowej <i>Fig. 7. Location of residential development with respect to an existing wind farm</i>	78
Rysunek 8. Kryteria odległościowe pomiędzy elektrownią wiatrową a siecią elektroenergetyczną <i>Fig. 8. Distance criteria between wind farm and electricity grid</i>	79
Rysunek 9. Średni udział długu i kapitału własnego w finansowaniu projektów lądowej energetyki wiatrowej (%) <i>Fig. 9. Average share of debt and equity in onshore wind project financing (%)</i>	90
Rysunek 10. Procedura lokalizacyjna elektrowni wiatrowych <i>Fig. 10. Wind farm location procedure</i>	145
Rysunek 11. Obszary, w granicach których mogą zostać zlokalizowane morskie farmy wiatrowe zgodnie z załącznikiem nr 2 do Ustawy MFW <i>Fig. 11. Areas where offshore wind farms may be located according to Annex No. 2 to the OWF Act</i>	152
Rysunek 12. Średni udział długu i kapitału własnego w finansowaniu projektów morskiej energetyki wiatrowej (%) <i>Fig. 12. Average share of debt and equity in financing offshore wind projects (%)</i>	190
Rysunek 13. Obszary, na których jest możliwe lokalizowanie morskich farm wiatrowych <i>Fig. 13. Areas where it is possible to locate offshore wind farms</i>	201

Spis wykresów / List of charts

Wykres 1. Nowe instalacje onshore w Polsce w latach 2013-2022 [GW] wraz z prognozą na 2030 r. Chart 1. <i>New onshore plants in Poland between 2013 and 2022 [GW] with projections to 2030.</i>	10
Wykres 2. Procentowy udział nowych instalacji wiatrowych w Europie według krajów w 2022 r. Chart 2. <i>Percentage of new wind installations in Europe by country in 2022</i>	12
Wykres 3. Nowe moce zainstalowane w energetyce wiatrowej w Europie w latach 2013–2022 [GW] Chart 3. <i>New wind power capacity installed in Europe between 2013 and 2022 [GW].</i>	13
Wykres 4. Procentowe pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną z energetyki wiatrowej w wybranych krajach Europy Chart 4. <i>Percentage coverage of energy demand from wind power in selected European countries.</i>	14
Wykres 5. Moce zainstalowane w energetyce wiatrowej na świecie w latach 2013–2022 [GW] Chart 5. <i>Installed wind power capacity in the world from 2013 to 2022 [GW]</i>	15
Wykres 6. Perspektywa nowych instalacji 2023–2027 [GW] Chart 6. <i>New plants outlook 2023–2027 [GW]</i>	16
Wykres 7. Roczne inwestycje w energetykę wiatrową w latach 2013–2022 [mld USD] Chart 7. <i>Annual investment in wind power 2013–2022 [billion USD]</i>	16
Wykres 8. Teoretyczny próg zadłużenia, przy którym w pełni wykorzystane są efekty tarczy podatkowej w zależności od wielkości inwestycji (mocy zainstalowanej farmy wiatrowej) Chart 8. <i>Theoretical debt ratio when the full effects of the tax shield are used depending on the size of the project (installed capacity of the wind farm).</i>	92
Wykres 9. Efektywna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku w elektrowniach wiatrowych (EW) Chart 9. <i>Effective selling price of electricity from wind farms (WF) in the market</i>	95
Wykres 10. Notowania cen zielonych certyfikatów w transakcjach sesyjnych na TGE Chart 10. <i>Quotations of prices of green certificates in OTC transactions on the PPE</i>	97
Wykres 11. Notowania cen zielonych certyfikatów w transakcjach pozasesyjnych na TGE Chart 11. <i>Quotations of prices of green certificates in off-session transactions on the PPE</i>	98
Wykres 12. Wolumen transakcji na rynku zielonych certyfikatów Chart 12. <i>The volume of transactions on the green certificates market</i>	99
Wykres 13. Bilans zielonych certyfikatów w rejestrze świadectw pochodzenia (GWH) Chart 13. <i>Balance of green certificates in the Register of Certificates of Origin.</i>	100
Wykres 14. Schemat rozliczenia wolumenu sprzedaży energii w przypadku niedoboru produkcji Chart 14. <i>Scheme of settling the volume of energy sales in case of production shortage.</i>	103
Wykres 15. Łączna ilość sprzedanej energii elektrycznej (TWh) na aukcjach OZE dla 15-letnich okresów – energetyka wiatrowa i solarna pow. 1 MW Chart 15. <i>Total electricity sold (TWh) at RES auctions for 15-year periods – wind and PV above 1 MW</i>	103
Wykres 16. Moc instalacji wiatrowych i fotowoltaicznych, które mogą powstać na podstawie wygranych aukcji w latach 2019–2022 (MW) Chart 16. <i>Capacity of wind and PV farms that can be built based on the auctions won in 2019–2022 (MW)</i>	104
Wykres 17. Zakres cen w ofertach w aukcjach OZE dla energetyki wiatrowej i solarnej pow. 1 MW w latach 2018–2022 (PLN/MWH) Chart 17. <i>Price range in the tender offers selected in the auction of RES in the years 2018–2022</i>	107
Wykres 18. Transakcje energii elektrycznej spot na TGE, Rynek Dnia Następnego Chart 18. <i>Spot electricity transactions on PPE</i>	110
Wykres 19. Notowania uprawnień do emisji CO ₂ Chart 19. <i>Quotations of CO₂ emission allowances</i>	112
Wykres 20. Porównanie ceny energii oczyszczonej o koszt emisji CO ₂ do rynkowej ceny energii Chart 20. <i>Comparison of the price of energy subject to adjustment by the cost of CO₂ emissions to the market price of energy</i>	112

Wykres 21. Notowania energii elektrycznej na rynku spot oraz w kontraktach terminowych na TGE	
Chart 21. <i>Electricity quotations on the spot market and in futures on the Polish Power Exchange</i>	114
Wykres 22. Aktualne limity cen dla głównych źródeł OZE z uwzględnieniem dodatku inwestycyjnego, PLN/MWh, instalacje powyżej 1 MW	
Chart 22. <i>Price caps for key RES, PLN/MWh</i>	115
Wykres 23. Moc zainstalowana OZE w podziale na poszczególne technologie	
Chart 23. <i>Installed RES capacity broken down by individual technologies</i>	117
Wykres 24. Rozkład analizowanej grupy farm wiatrowych pod względem udziału zadłużenia w finansowaniu aktywów na koniec 2021 r. (oś pionowa – udział w grupie, oś pozioma – stosunek zadłużenia do aktywów)	
Chart 24. <i>Distribution of the analysed group of wind farms in terms of the structure of balance sheet financing with debt at the end of 2021</i>	122
Wykres 25. Rozkład analizowanej grupy farm wiatrowych pod względem mocy zainstalowanej poszczególnych farm wiatrowych	
Chart 25. <i>Distribution of the analysed group of wind farms concerning the installed capacity of individual wind farms</i>	124
Wykres 26. Rozkład analizowanej grupy farm wiatrowych pod względem wskaźnika przychodów na 1 MW w 2021 r. (tys. PLN)	
Chart 26. <i>Distribution of the analysed group of wind farms regarding the revenue per MW ratio in 2021 (PLN thousand)</i>	124
Wykres 27. Struktura kosztów rodzajowych w badanej grupie spółek	
Chart 27. <i>Structure of costs by nature in the surveyed group of companies</i>	125
Wykres 28. Typowa struktura kosztów gotówkowych w lądowych farmach wiatrowych	
Chart 28. <i>Typical cash cost structure of wind farms</i>	126
Wykres 29. Rozkład analizowanej grupy pod względem wartości kosztów gotówkowych na 1 MW w 2021 r.	
Chart 29. <i>Distribution of the analysed sample for the cash cost per MW ratio in 2021</i>	127
Wykres 30. Rozkład analizowanej grupy pod względem rentowności EBITDA w 2021 r.	
Chart 30. <i>Distribution of the analysed sample for EBITDA margin in 2021</i>	128
Wykres 31. Średnia skorygowana EBITDA w przeliczeniu na 1 MW w grupie analizowanych spółek	
Chart 31. <i>Average adjusted EBITDA per MW in the group of analyzed companies</i>	128
Wykres 32. Szacowany CAPEX/1 MW dla inwestycji w MFW w Polsce	
Chart 32. <i>Estimated CAPEX/1 MW for OWF Investments in Poland</i>	180
Wykres 33. Schemat czynników wpływających na produktywność morskiej farmy wiatrowej	
Chart 33. <i>Diagram of factors influencing the productivity of an OWF</i>	183
Wykres 34. Porównanie wyników raportu PSEW i celów Polityki Energetycznej Polski do 2040 r.	
Chart 34. <i>Comparison of the results of the PSEW report and the goals of Poland's Energy Policy until 2040</i> ..	202



www.dwfgroup.com



www.psew.pl



www.tpa-group.pl



www.bakertilly-tpa.pl