



Dodatek specjalny:
Przemysł wiatrowy

Special Focus:
Wind Industry

Edycja 11

Raport / Report

2024

Energetyka wiatrowa w Polsce
Wind energy in Poland

© 2024 TPA Poland / Baker Tilly TPA

Publikacja zawiera jedynie informacje natury ogólnej zgodne z obecnym stanem prawnym (maj 2024 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 2024). 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.

Spis treści

Table of contents

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	11
2.3. Świat	12
3. Europejska rewolucja wiatrowa	14

II. Lądowa energetyka wiatrowa

1. Uwarunkowania prawne 19

1. Uwarunkowania prawne	20
1.1. Ustawa OZE	20
2. Aspekty prawne systemu aukcyjnego i cPPA.	
Bankowalność	21
2.1. Zasady wsparcia	21
2.2. System świadectw pochodzenia	23
2.3. System aukcyjny	24
2.4. Korporacyjne umowy sprzedaży energii elektrycznej (cPPA).....	27
2.5. Prawne aspekty bankowalności projektów i umów kredytowych.....	29
3. Development i realizacja źródła.....	34
3.1. Tytuł prawny do nieruchomości.....	34
3.1.1. Uwagi ogólne.....	34
3.1.2. Umowa najmu i dzierżawy	35
3.1.3. Służebność przesyłu.....	38
3.1.4. Nieruchomości o szczególnym statusie.....	39
3.1.5. Aspekty zastosowania przepisów o klauzulach abuzywnych	43
3.2. Planowanie i zagospodarowanie przestrzenne.....	44
3.2.1. Miejscowy Plan Zagospodarowania Przestrzennego/Plan ogólny	44
3.2.2. Warunki zabudowy.....	51
3.2.3. Lokalizacja inwestycji celu publicznego	51
4. Oddziaływanie na środowisko	53
4.1. Ocena oddziaływania na środowisko	53
4.2. Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach (DŚU)	55
4.3. Minimalna odległość od terenów chronionych	56
5. Prawo budowlane	58
5.1. Pozwolenie na budowę	58
5.2. Zgłoszenie robót budowlanych	63
5.3. Przystąpienie do użytkowania	64

I. Wind energy in Poland, Europe and worldwide 7

1. Introduction	8
2. Onshore and offshore wind energy development.....	9
2.1. Poland	9
2.2. Europe	11
2.3. World	12
3. The European wind revolution	14

II. Onshore wind power

1. Legal conditions 19

1. Legal conditions	20
1.1. RES Act	20
2. Legal aspects of the auction system and cPPA.	
Bankability	21
2.1. Support principles.....	21
2.2. Certificate of origin system	23
2.3. Auction support system.....	24
2.4. Corporate power purchase agreements (cPPAs) ...	27
2.5. Legal aspects of project bankability and loan agreements.....	29
3. Source development and implementation	34
3.1. Title to property	34
3.1.1. General comments.....	34
3.1.2. Lease and rental agreement.....	35
3.1.3. Transmission easement	38
3.1.4. Special-status properties	39
3.1.5. Aspects related to the applicability of provisions on abusive clauses	43
3.2. Area planning and development.....	44
3.2.1. Local Area Development Plan/General plan.....	44
3.2.2. Land development conditions	51
3.2.3. Location of public purpose investments	51
4. Environmental impact.....	53
4.1. Environmental impact assessment.....	53
4.2. Decision on environmental conditions (DEC)	55
4.3. Minimum distance from protected areas.....	56
5. Construction and commissioning.....	58
5.1. Construction permit.....	58
5.2. Construction work notification	63
5.3. Commencing occupancy.....	64

5.4. Bezpieczeństwo eksploatacji elementów technicznych elektrowni wiatrowej	66
6. Przyłączenie do sieci	69
6.1. Warunki przyłączenia	69
6.2. Umowa o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.....	70
6.3. Bilansowanie Krajowego Systemu Energetycznego	72
6.4. EON, ION i FON.....	74
7. Koncesja na wytwarzanie energii OZE	77
7.1. Koncesja	77
7.2. Promesa koncesji	78

2. Uwarunkowania i perspektywy biznesowe 79

1. Lokalizacja inwestycji – normy odległościowe	80
2. Elementy procesu inwestycyjnego	81
Stan obecny.....	81
2.1. Etapy przygotowania i realizacji inwestycji	82
2.2. Przygotowanie farmy wiatrowej do sprzedaży – ocena ryzyk w procesie kupna	84
2.2.1. Perspektywa zbywcy – <i>vendor due diligence</i> ...	85
2.2.2. Perspektywa nabywcy – <i>buy-side due diligence</i>	86
3. Finansowanie projektów	89
3.1. Rodzaje źródeł finansowania projektów	89
3.2. Charakterystyka pasywów	90
3.3. Tarcza podatkowa w zakresie kosztów finansowych a koszty uzyskania przychodów	93
4. Projektowanie strumienia przychodów.....	95
4.1. System Zielonych Certyfikatów	97
4.2. System aukcyjny	104
4.3. Kontrakty PPA, cPPA.....	110
4.4. Rynek spot oraz rynek terminowy.....	111
4.5. Limity cen dla producentów energii elektrycznej... ..	118
5. Rentowność projektów wiatrowych.....	119
5.1. Charakterystyka inwestycji w energetykę wiatrową – opis rynku	119
5.2. Nakłady inwestycyjne	122
5.3. Struktura finansowania	124
5.4. Przychody.....	125
5.5. Koszty operacyjne	127
5.6. Marżowość	130
5.7. Analiza opłacalności inwestycji	132
5.7.1. Perspektywa inwestora strategicznego	132
5.7.2. Perspektywa dewelopera.....	134
5.7.3. <i>Cable pooling</i> a rentowność.....	136
5.8. Transakcje M&A na rynku <i>onshore</i> w Polsce.....	137

5.4. Operational safety of wind power plant technical components.....	66
6. Grid connection.....	69
6.1. Connection conditions	69
6.2. Power grid connection agreement.....	70
6.3. National Power System balancing	72
6.4. EON, ION and FON.....	74
7. RES power generation concession.....	77
7.1. Concession	77
7.2. Promise of concession	78

2. Business conditions and perspectives 79

1. Investment project location – distance standards.....	80
2. Investment process elements	81
Current status.....	81
2.1. Investment preparation and implementation stages	82
2.2. Wind farm preparation for sale – purchasing process risk assessment	84
2.2.1. Vendor's perspective – <i>vendor due diligence</i>	85
2.2.2. Buyer's perspective – <i>buy-side due diligence</i>	86
3. Project financing	89
3.1. Projecting financing source types	89
3.2. Characteristics of liabilities.....	90
3.3. Tax shield related to financial expenses vs deductibles.....	93
4. Revenue stream design.....	95
4.1. Green Certificate system	97
4.2. Auction system	104
4.3. PPAs, cPPAs	110
4.4. Spot market and futures market.....	111
4.5. Price limits for electricity generators.....	118
5. Profitability of wind projects.....	119
5.1. Characteristics of wind energy investment projects – market description	119
5.2. Capital expenditures	122
5.3. Financing structure	124
5.4. Revenue	125
5.5. Operating costs.....	127
5.6. Profitability	130
5.7. Investment project profitability analysis.....	132
5.7.1. Strategic investor's perspective	132
5.7.2. Developer's perspective.....	134
5.7.3. <i>Cable pooling</i> vs profitability	136
5.8. M&A transactions in the onshore market in Poland.....	137

6. Wybrane kwestie podatkowe	140
6.1. Podatek od nieruchomości od lądowych elektrowni wiatrowych.....	140
6.2. Podatek dochodowy. Amortyzacja elektrowni wiatrowych.....	143
6.3. Odwrotne obciążenie VAT przy dostawie energii..	146
6.4. VAT przy dostawie z montażem od zagranicznego przedsiębiorcy	146
6.5. Zarządzanie ryzykiem podatkowym	146
6.6. Opodatkowanie VAT kontraktów cPPA.....	147
6.7. Akcyza a cPPA	148
7. Aktualne bariery inwestycyjne.....	148

III. Morska energetyka wiatrowa

1. Uwarunkowania prawne 151

1. Ogólne ramy inwestycyjne	152
1.1. Uwagi ogólne	152
1.2. Plan zagospodarowania przestrzennego polskich obszarów morskich.....	154
1.3. Zasady wsparcia projektów w I i II fazie rozwoju	156
1.4. Obecny status postępowań o wydanie PSZW dla II fazy rozwoju MFW	160
2. Przygotowanie inwestycji.....	162
2.1. Pozwolenie lokalizacyjne (PSZW).....	162
2.2. Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach inwestycji.....	166
2.3. Wymagane ekspertyzy techniczne.....	168
2.4. Pozwolenie na budowę	170
2.5. Infrastruktura przesyłowa.....	173
3. Aukcje dla MFW	176
3.1. Terminy i moce	176
3.2. Zawartość wniosku i dopuszczenie do aukcji	176
3.3. Przebieg i rozstrzygnięcie aukcji	177
4. Budowa i eksploatacja MFW.....	180
4.1. Koncesja na wytwarzanie energii	180
4.2. Sprzedaż energii	181

2. Uwarunkowania i perspektywy biznesowe 183

1. Finansowe aspekty inwestycji w morską energetykę wiatrową w Europie	184
1.1. Nakłady inwestycyjne.....	184
1.2. Czynniki wpływające na przychody.....	188
1.3. Koszty operacyjne	191
1.4. Analiza rentowności inwestycji w MFW.....	192
1.5. Finansowanie projektów typu <i>offshore</i>	195
2. Wybrane kwestie podatkowe w sektorze <i>offshore</i>	196
2.1. Podatek od nieruchomości	196
2.2. Opłata koncesyjna.....	197

6. Selected tax issues.....	140
6.1. Property tax on onshore wind farms	140
6.2. Income tax. Depreciation of wind power plants....	143
6.3. Reverse VAT charge on the supply of energy	146
6.4. VAT on delivery with installation from a foreign entrepreneur.....	146
6.5. Tax risk management	146
6.6. VAT taxation of cPPAs	147
6.7. Excise tax vs cPPA.....	148
7. Current investment barriers.....	148

III. Offshore wind energy sector

1. Legal conditions..... 151

1. General investment framework.....	152
1.1. General comments.....	152
1.2. Area development plan for Polish maritime areas	154
1.3. Support principles for projects in phases I and II of development	156
1.4. Current status of Permit proceedings for the second phase of OWF development.....	160
2. Investment preparation	162
2.1. Location Permit (AIP)	162
2.2. Decision on investment project environmental conditions.....	166
2.3. Required technical expertise.....	168
2.4. Construction Permit.....	170
2.5. Transmission infrastructure	173
3. Auctions for the OWF.....	176
3.1. Deadlines and capacities.....	176
3.2. Application contents and admission to the auction	176
3.3. Auction procedure and results.....	177
4. OWF construction and operation	180
4.1. Power generation concession	180
4.2. Energy sales.....	181

2. Business conditions and perspectives 183

1. Financial aspects of offshore wind energy investments in Europe	184
1.1. Capital expenditures	184
1.2. Factors affecting revenue	188
1.3. Operating costs	191
1.4. OWF investment profitability analysis	192
1.5. Financing offshore projects.....	195
2. Selected tax issues related to the offshore sector	196
2.1. Property tax.....	196
2.2. Concession fee.....	197

2.3. Zakres zastosowania ustawy o VAT przy inwestycjach w morskie farmy wiatrowe	198
3. Zaawansowanie projektów w I i II fazie rozwoju MEW	200
4. Aktualne bariery inwestycyjne	204

IV. Dodatek specjalny:

Przemysł wiatrowy i jego potrzeby 213

1. Europejski plan przemysłowy dla <i>local content</i>	214
2. Zielony Ład w Polityce Przemysłowej Polski	220
3. Stan i potencjał łańcucha dostaw dla <i>onshore wind</i> w Polsce.....	221
4. Stan i potencjał łańcuch dostaw dla <i>offshore wind</i> w Polsce.....	222
5. Bieżące wyzwania łańcucha dostaw dla energetyki wiatrowej	224
6. Inwestycje sektora OZE, w tym energetyki wiatrowej, na terenie Polski współtworzone z PAIH.....	226
6.1. Pomoc publiczna (zachęty inwestycyjne)	227
6.1.1. Grant rządowy	227
6.1.2. Polska Strefa Inwestycji – zwolnienia CIT.....	234

V. Wydarzenia sektora energetyki wiatrowej w Polsce 249

O autorach 253

Indeks 265

Spis tabel	265
Spis rysunków	266
Spis wykresów	267

2.3. The scope of application of the VAT act on investments in offshore wind farms.....	198
3. Advancement of OWE projects in Phase I and Phase II development	200
4. Current investment barriers.....	204

IV. Special Focus:

The wind energy industry and its needs 213

1. European industrial plan for local content.....	214
2. Green Deal in Poland's Industrial Policy.....	220
3. Status and potential of the supply chain for onshore wind energy in Poland.....	221
4. Status and potential of the supply chain for offshore wind energy in Poland.....	222
5. Current challenges of the wind energy supply chain ...	224
6. Investments of the RES sector, including wind energy, within the territory of Poland, co-developed with PAIH. ...	226
6.1. State aid (Investment incentives).....	227
6.1.1. Government grant.....	227
6.1.2. Polish Investment Zone – CIT exemptions ...	234

V. Wind power sector events in Poland..... 249

About the authors 253

Index 265

List of tables	265
List of figures	266
List of charts	267

Drodzy Czytelnicy,

oddajemy w Państwa ręce 11. wydanie raportu „Energetyka wiatrowa w Polsce” opracowane przez ekspertów Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej, firmy doradczej TPA / Baker Tilly TPA oraz kancelarii prawnej DWF.

Nasz raport omawia obydwa rozwijane w Polsce podsektory energetyki wiatrowej – zarówno *onshore*, jak i *offshore*. Znajdą tu Państwo opis aktualnego stanu rozwoju lądowej i morskiej energetyki wiatrowej, uwarunkowań prawnych i biznesowych, a także prognozy na najbliższe lata. Ponadto wydanie zawiera dodatek specjalny poświęcony przemysłowi wiatrowemu *sensu largo*, czyli przedsiębiorstwom różnych branż zaangażowanych w łańcuch dostaw dla instalacji obydwu typów, realizowanych zarówno w Polsce, jak i za granicą.

Energia z wiatru jest jednym z głównych filarów transformacji energetycznej w Europie, co w jeszcze większym stopniu dotyczy Polski z jej wymagającym znaczącej przebudowy i rozbudowy miksem energetycznym. Wysoka emisyjność polskiego systemu wytwarzania energii wynikająca z dominacji elektrowni zawodowych opalanych węglem kamiennym i brunatnym oraz braku elektrowni jądrowych sprawia, że intensywna rozbudowa źródeł wiatrowych jest i pozostanie bezalternatywna w najbliższych dekadach. Sama „statyczna” transformacja energetyczna, czyli dekarbonizacja energetyki, to jednak dopiero początek. Mówimy bowiem o ok. 180 TWh energii elektrycznej rocznie produkowanej dziś w ok. 70% z węgla i o konieczności pilnego zastąpienia węgla w pozyskiwaniu tej ilości energii, głównie przez OZE i atom. Niemniej dekarbonizacja innych sektorów gospodarki, jak przemysł stalowy, aluminiowy, nawozowy, cementowy, transport czy budownictwo to proces o znacznie większym zasięgu, a pełna dekarbonizacja tych branż oznaczać będzie wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną o 4 do 9 razy. Tu potrzebna jest mobilizacja wszystkich aktualnie dostępnych i oczekiwanych w niedalekiej przyszłości technologii wytwarzania i magazynowania energii, aktywnego zarządzania jej przesyłem i zużyciem po stronie odbiorców. Rola źródeł wiatrowych na lądzie i morzu w zaspokojeniu rosnącego zapotrzebowania na prąd będzie fundamentalna.

Strategiczne wsparcie rozwoju energetyki wiatrowej to jednak nie tylko kwestia pozyskiwania taniej i zielonej energii. To także impuls rozwojowy dla całej gospodarki, w tym przedsiębiorstw zaangażowanych bezpośrednio w zaawansowany technologicznie łańcuch dostaw. Pośrednio dotyczy on także mnóstwa innych interesariuszy po stronie biznesu, infrastruktury czy rynku pracy. Tzw. efekty mnożnikowe nowoczesnych technologii mają dla gospodarki i społeczeństwa długofalowy i dobroczynny wpływ, na co wskazujemy w kolejnych edycjach naszego raportu. Wierzymy, że skorzystają na tym przyszłe pokolenia także na długo po wybudowaniu większości instalacji.

Dear Readers,

We give you the 11th edition of the "Wind Energy Sector in Poland" report, drawn up by experts from the Polish Wind Energy Association, the TPA / Baker Tilly TPA consulting firm and the DWF law firm.

Our report discusses the two wind power subsectors under development in Poland – both onshore and offshore. You will find a description of the current development status of onshore and offshore wind power, legal and business conditions, as well as forecasts for the coming years. In addition, this edition includes a special focus devoted to the wind industry in the broad sense, i.e., companies from various industries involved in the supply chain for the two plant types, implemented both in Poland and abroad.

Wind energy is one of the main pillars of the energy transition in Europe, which is even more true for Poland, with its energy mix that requires significant reconstruction and expansion. The high carbon emission intensity of Poland's power generation system, arising from the dominance of coal – and lignite-fired utility power plants and the lack of nuclear power plants, means that intensive expansion of wind sources is without an alternative and will remain so in the coming decades. However, a mere "static" energy transition, i.e., decarbonization of the power industry, is only the beginning. After all, we are talking about approx. 180 TWh of electricity per annum generated today (approx. 70% of which from coal), and the need to urgently replace coal in obtaining this amount of energy, mainly through RES and nuclear. However, the decarbonization of other sectors of the economy, such as the steel, aluminium, fertilizer, cement, transportation and construction segments is a process of much greater scope, and the complete decarbonization of these industries will mean an increase in electricity demand 4 – to 9-fold. This requires mobilizing all currently available and expected in the near future energy generation and storage technologies, active management of its transmission and consumption on the consumer side. The role of onshore and offshore wind sources in meeting the growing demand for electricity will be fundamental.

However, strategic support for the development of wind power is not just a matter of obtaining inexpensive and green energy. It is also a developmental boost for the entire economy, including companies directly involved in the high-tech supply chain. It also indirectly affects a myriad of other business stakeholders, infrastructure or labour market side. The so-called multiplier effects of modern technologies have long-term and beneficial effects for the economy and society, as pointed out in subsequent editions of our report. We believe that future generations will also benefit long after the majority of plants have been built.

Rok 2024 to ponownie okres wielu zmian. Liberalizacja normy odległościowej 10H na zasadę 700 metrów uwolniła znaczną część potencjału rozbudowy lądowego portfela wiatrowego w oparciu o najnowocześniejsze dostępne na rynku turbiny. Z uwagi na charakterystykę procesu deweloperskiego masowa instalacja tego typu urządzeń rozpocznie się nie wcześniej niż w latach 2025–2026. Z kolei dzięki odblokowaniu funduszy europejskich, wynikającym ze zmian polityki nowego rządu, operatorzy sieci dystrybucyjnych i przesyłowych powinni wkrótce rozpocząć realizację ambitnych programów modernizacji i rozbudowy sieci. Bez nich, a także bez nowoczesnych rozwiązań prawnych liberalizujących proces przyłączania nowych źródeł OZE, trudno będzie zapewnić tanią i nieemisyjną energię polskim firmom i gospodarstwom domowym.

Dodatek specjalny tegorocznego raportu poświęciliśmy przemysłowemu łańcuchowi dostaw, który opracowała Fundacja Wind Industry HUB powołana dla wsparcia rozwoju polskiego przemysłu. Specjalny dodatek opracowała również Polska Agencja Inwestycji i Handlu. W światowym systemie dostaw dla sektora *offshore* od lat bierze udział wiele polskich przedsiębiorstw. Jednak zbliżające się wejście pierwszych polskich projektów *offshore* w fazę budowlaną stworzy zupełnie nową sytuację. Inwestycje w morskiej i lądowej energetyce wiatrowej umożliwią lokalnym firmom zbudowanie kapitału i przewag konkurencyjnych zapewniających trwały udział w światowym rynku energetycznym. W branżach związanych z energią wiatrową dojdzie do wielkoskalowych inwestycji w aktywa trwałe, know-how czy wykwalifikowany personel. Wiele z tych inwestycji będzie mogło skorzystać z zachęt podatkowych i programów dotacyjnych. Prognozy wskazują, że sektory *onshore* i *offshore wind* do 2040 r. mogą zagwarantować niemal 200 tys. nowych miejsc pracy oraz ponad 450 mld PLN wartości dodanej dla polskiej gospodarki. Jednak do tego potrzebny jest odporny, zrównoważony i konkurencyjny łańcuch dostaw energetyki wiatrowej.

Te i szereg innych informacji, szczegółowo opracowanych oraz popartych unikalnymi danymi, analizami i prognozami, znajdzie Państwo w naszym najnowszym raporcie.

Zapraszamy do lektury!

The year 2024 is once again a period of many changes. The liberalization of the 10 h distance standard to the 700 m rule has unlocked much of the expansion potential of the onshore wind portfolio based on the state-of-the-art turbines available on the market. Due to the characteristics of the development process, mass installation of such equipment will not begin before 2025–2026. In turn, owing to releasing European funds associated with the new government's policy changes, distribution and transmission grid operators should soon begin ambitious grid modernization and expansion programs. Without them, as well as without modern legal solutions liberalizing the process of connecting new RES sources, providing cheap and non-emitting energy to Polish companies and households will be difficult.

The special appendix to this year's report is dedicated to the industrial supply chain, which was developed by the Wind Industry HUB Foundation established to support the growth of Polish industry. A special appendix was also drawn up by the Polish Investment and Trade Agency. Many Polish companies have been participating in the global *offshore* supply system for years. However, the upcoming entry of the first Polish offshore projects into the construction phase will create a completely new situation. Offshore and onshore wind power investment project will allow local companies to build capital and competitive advantages to ensure continuous participation in the global energy market. Large-scale investments in fixed assets, know-how or skilled personnel will take place in the wind power industries. Many of these investments will be able to benefit from tax incentives and subsidy schemes. Projections indicate that the *onshore* and *offshore* wind sectors can guarantee nearly 200,000 new jobs and more than PLN 450 Bln in added value for the Polish economy by 2040. But for this to happen, a resilient, sustainable and competitive wind power supply chain is required.

You will find this and a range of other information, detailed and supported by unique data, analysis and forecasts, in our latest report.

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



Energetyka wiatrowa w Polsce, Europie i na świecie

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

Nowoczesna energetyka opiera się na wytwarzaniu energii ze źródeł nisko- lub zeroemisyjnych. Unia Europejska, chcąc utrzymać pozycję lidera w dążeniu do neutralności klimatycznej, a przy tym zachować konkurencyjność na rynkach globalnych, zaproponowała szereg inicjatyw i pakietów legislacyjnych mających na celu przyspieszenie transformacji energetycznej. Rosnący udział energetyki wiatrowej w miksie wytwórczym każdego państwa istotnie podnosi jego poziom bezpieczeństwa energetycznego oraz wpływa pozytywnie na rozwój społeczny i gospodarczy na poziomie lokalnym i centralnym. Ostatnie dokumenty wprost podkreślają szczególną rolę energetyki wiatrowej, która ma być jedną z kluczowych sił napędowych transformacji energetycznej i dekarbonizacji. Regulacje i działania zaproponowane w ramach Net Zero Industry Act, Electricity Market Design czy European Wind Power Action Plan mają przyspieszyć rozwój źródeł wiatrowych w Europie oraz uprościć związane z tym procedury administracyjne i ramy prawne.

Energia z wiatru już jest i pozostanie jednym z kluczowych filarów polskiego miksu energetycznego. Lądowe farmy wiatrowe w tym roku mają szansę stać się drugim największym źródłem w miksie produkcyjnym energii elektrycznej, wyprzedzając węgiel brunatny. Dotychczas, zgodnie z propozycją aktualizacji Polityki Energetycznej Polski, planowana moc turbin wiatrowych zainstalowanych do 2030 r. miałyby wynieść 14,5 GW. Natomiast w przygotowanym przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska Krajowym Planie w dziedzinie Energii i Klimatu znajdziemy już zapis mówiący o mocy ok. 15,8 GW z lądu i ok. 5,9 GW z morskich elektrowni wiatrowych (MEW). Rząd słusznie dostrzegł konieczność dostosowania tych założeń do aktualnej dynamiki rozwoju branży wiatrowej, natomiast dzięki wprowadzeniu szeregu potrzebnych zmian regulacyjnych moglibyśmy patrzeć w przyszłość z o wiele większym optymizmem. Według szacunków PSEW, przy wykorzystaniu pełnego potencjału moc energetyki wiatrowej w 2030 r. może sięgnąć ok. 18 GW.

Dla sektora lądowej energetyki wiatrowej w Polsce nadal główną barierą są ograniczenia lokalizacyjne. Wprowadzenie w minionym roku minimalnej odległości 700 metrów, zamiast 500 metrów turbiny wiatrowej od zabudowań mieszkalnych znacząco zmniejszyło możliwości lokalizacyjne nowych instalacji. Szacuje się, że spowodowało to redukcję możliwej mocy zainstalowanej o około 60–70%. Wprowadzenie odległości minimalnej 500 metrów umożliwi wykorzystanie potencjału energetyki wiatrowej z zachowaniem szerokiego konsensusu i dobrych praktyk. Nowych zapisów oczekują nie tylko inwestorzy, ale też samorządy, które liczą na wpływy z podatków lokalnych w swoich budżetach dzięki nowym farmom wiatrowym.

Kolejnym hamulcowym szybszego tempa rozwoju inwestycji wiatrowych jest jeden z najdłuższych w Europie procesów wydawania pozwoleń niezbędnych do budowy nowych lądowych elektrowni wiatrowych. Dotychczasowe, długotrwałe procesy administracyjne w zakresie wydawania

Modern power generation is based on producing energy from low – or zero-carbon sources. The European Union, striving to maintain its leadership in the pursuit of climate neutrality while remaining competitive in global markets, has proposed a number of initiatives and legislative packages aimed at accelerating the energy transition. The growing share of wind power in the generation mix of each country significantly increases its level of energy security and has a positive impact on social and economic development at the local and central levels. Recent documents explicitly emphasize the particular role of wind power, which is expected to be one of the key drivers behind energy transition and decarbonization. Regulations and actions proposed under the Net Zero Industry Act, Electricity Market Design or the European Wind Power Action Plan are expected to accelerate the development of wind sources in Europe and simplify the related administrative procedures and legal framework.

Wind energy already is and will remain one of the key pillars of Poland's energy mix. Onshore wind farms this year are poised to become the second largest source in the electricity generation mix, overtaking lignite coal. So far, according to a proposed update to Poland's Energy Policy, the planned capacity of wind turbines installed by 2030 is to be 14.5 GW. However, the National Energy and Climate Plan, developed by the Ministry of Climate and Environment, contains a provision stipulating approximately 15.8 GW of onshore and approximately 5.9 GW of offshore wind power (OWE) capacity. The government has rightly recognized the need to adjust these assumptions to the current dynamics of wind industry development, while through introducing a number of needed regulatory changes, we could look to the future with much more optimism. According to PWEA's estimates, wind power capacity in 2030 at full potential could reach about 18 GW.

Site restrictions remain a major barrier for the onshore wind energy sector in Poland. Last year's introduction of a minimum distance of 700, instead of 500 meters, between a wind turbine and residential buildings has significantly limited the location options for new plants. It is estimated that this has reduced the possible installed capacity by about 60-70%. The introduction of a minimum distance of 500 meters will enable utilizing the potential of wind power while maintaining broad consensus and good practices. New regulations are expected not only by investors, but also by local governments, which are counting on local tax revenues in their budgets owing to new wind farms.

Another inhibitor against a faster pace of wind investment project development is one of the longest permitting processes in Europe, required for the construction of new onshore wind power plants. The hitherto lengthy administrative processes associated with issuing permits and

pozwoleń oraz decyzji środowiskowych należy znacznie przyspieszyć. Dziś proces ten trwa nawet 10 lat, a mógłby zakończyć się nawet po 2–3 latach. Wprowadzenie do ustawy odległościowej postępowania uproszczonego uchwalania lub zmiany planu miejscowego dla lokalizacji elektrowni wiatrowej w danej gminie znacznie przyspieszy proces inwestycyjny. Dodatkowo zastosowanie uproszczonych procedur dla instalacji OZE pozwoli na sprostanie oczekiwaniom dyrektywy RED III, zgodnie z którą zatwierdzenie nowych instalacji znajdujących się w tzw. obszarach przyspieszonego rozwoju OZE powinno zajmować organom krajowym nie więcej niż 12 miesięcy.

Inne wąskie gardła dla energetyki wiatrowej to *cable pooling* oraz linia bezpośrednia. Zostały one co prawda wprowadzone do ustawy Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii, jednak obecnie wymagają dodatkowego dopracowania, tak aby mogły skutecznie funkcjonować na rynku.

Cała branża wiatrowa od dawna dostrzega konieczność intensyfikacji działań w sposobie i efektywności wykorzystania istniejącej już infrastruktury sieciowej. W kwestiach przyłączeniowych wymagane są pilne i przemyślane działania, nieobciążające odbiorców końcowych kosztami rozbudowy sieci. Dialog pomiędzy OSD, OSP, PSE, PTPIREE, URE i branżą daje nadzieję zarówno na lepsze wykorzystanie istniejącej sieci elektroenergetycznej, jak i ujednolicenie systemów informowania i metod wyznaczania możliwości przyłączeniowych w przedsiębiorstwach sieciowych.

Rok 2023 to również działania nakierowane na wsparcie dla rozwoju morskiej energetyki wiatrowej. Najnowsze rządowe plany przewidują aukcje na łączną moc zainstalowaną morskich farm wiatrowych na poziomie 12 GW (wcześniej zakładały tylko 5 GW), które zawarto w Ustawie z 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw. W rezultacie do 2040 r. planowana moc zainstalowana w sektorze *offshore* ma wzrosnąć do 18 GW. Powyższe założenia odpowiadają postulatam branży morskiej energetyki wiatrowej, co dowodzi, że polski rząd uwierzył w potencjał wiatru z morza Polski i zapowiada, że jeszcze w 2024 r. powróci do prac nad aktualizacją Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. Energia elektryczna z pierwszej polskiej farmy wiatrowej na Bałtyku ma popłynąć w 2026 r.

environmental decisions should be significantly accelerated. Today, the process takes up to 10 years, and could be completed in as little as 2–3 years. Expanding the Distance act with a simplified procedure for the adoption or amendment of a local wind power plant location plan in a given municipality will significantly accelerate the investment process. In addition, the application of simplified procedures to RES plants will enable meeting the expectations of the RED III directive, according to which the approval of new plants located in the so-called "areas of accelerated RES development" should take national authorities no more than 12 months.

Other bottlenecks for wind energy are cable pooling and direct line. While these have been introduced into the Energy Law and the Renewable Energy Sources Act, they now require additional refinement so that they can operate effectively in the market.

The entire wind industry has long recognized the need to intensify efforts in the way and efficiency of employing existing grid infrastructure. Urgent and well-thought actions are required with respect to connection issues, without burdening end users with grid expansion costs. Dialogue between DSOs, TSOs, PSE, PTPIREE, ERO and industry representatives offers hope for both better use of the existing power grid and unification of notification systems and methods for determining connection possibilities at grid utilities.

The year 2023 also means measures aimed at supporting offshore wind power development. The government's latest plans involve auctions covering a total installed capacity of offshore wind farms of 12 GW (they had previously assumed only 5 GW), which were included in the Act of August 17, 2023, amending the Act on Renewable Energy Sources and certain other laws. As a result, the planned installed capacity in the offshore sector is expected to increase to 18 GW by 2040. The above assumptions are in line with the demands of the offshore wind industry, which proves that the Polish government has come to believe in Poland's offshore wind power potential, and announces that it will return to work on updating Poland's Energy Policy until 2040 later in 2024. Electricity from the first Polish wind farm in the Baltic Sea is expected to start flowing in 2026.

2 Rozwój lądowej i morskiej energetyki wiatrowej

2.1. Polska

Lądowa energetyka wiatrowa za sprawą prosumentów PV straciła pozycję lidera sektora OZE pod względem mocy zainstalowanej już od 2021 r., jednak nadal dynamicznie rośnie w siłę. Lądowa energetyka wiatrowa to technologia, która w dużej mierze przyczynia się do zazieleniania polskiego miksu energetycznego. Z końcem grudnia 2023 r. moc zain-

Onshore and offshore wind energy development

2.1. Poland

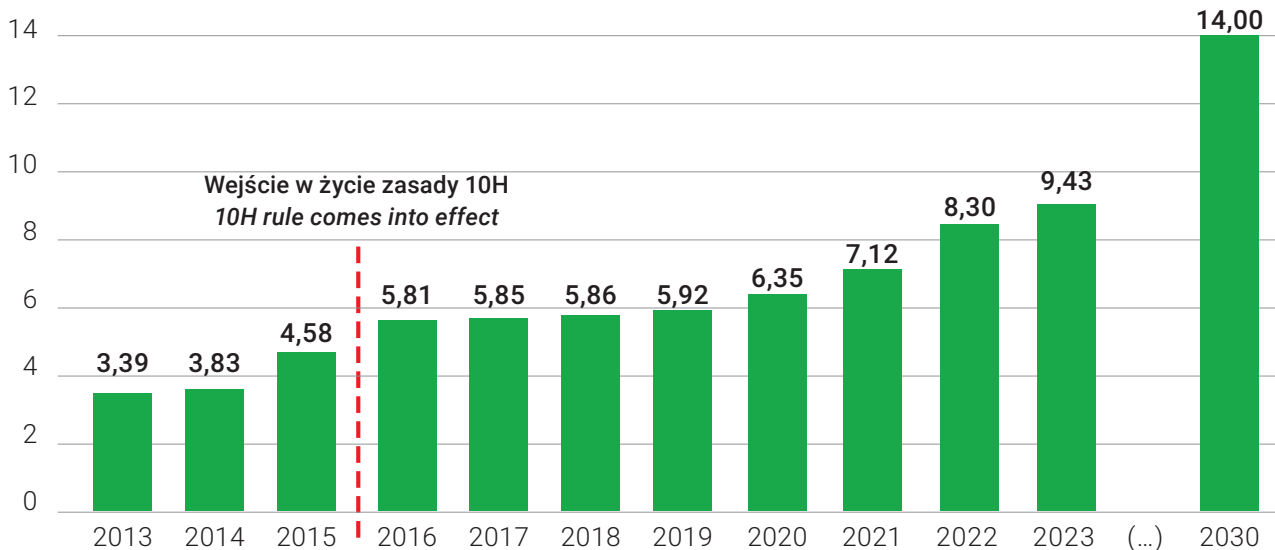
Onshore wind energy, owing to PV prosumers, has lost its position as the leader of the RES sector in terms of installed capacity as early as 2021, but it continues to grow rapidly. Onshore wind energy is a technology that contributes significantly to the greening of Poland's energy mix. As at the end of December 2023, the installed Polish onshore wind power

stalowana w polskim wietrze na lądzie wynosiła 9,43 GW i wkrótce powinna przebić barierę 10 GW. Dla porównania: moc zainstalowana w całym krajowym systemie elektroenergetycznym wyniosła 66,4 GW (energetyka konwencjonalna i OZE), zatem farmy wiatrowe na lądzie stanowiły ponad 14% ogółu mocy zainstalowanej. Polska na tle Europy zainstalo- wała drugą najniższą średnią moc turbin o mocy 3,2 MW. Moc znamionowa jest ściśle powiązana z rozmiarem turbin, a w Polsce wysokość i moc elektrowni wiatrowych były w dużej mierze ograniczone tzw. zasadą 10H.

capacity was 9.43 GW and should soon break the 10 GW barrier. By comparison, the installed capacity of the entire national grid system amounted to 66.4 GW (conventional and RES), so onshore wind farms accounted for more than 14% of the total installed capacity. Compared to Europe, Poland has installed the second lowest average turbine capacity of 3.2 MW. Rated power is closely related to turbine size, and the height and capacity of wind farms in Poland were largely limited by the so-called 10H rule.

Wykres 1. Nowe instalacje onshore w Polsce w latach 2013–2023 [GW] wraz z prognozą na 2030 r.

Chart 1. New onshore plants in Poland between 2013 and 2023 [GW] with projections to 2030



Źródło: URE, ARE, PSEW, uzupełnienie PEP2040

Source: URE, ARE, PSEW, additions by PEP2040

Zmiana zasad lokalizowania turbin wiatrowych wprowadzona Ustawą z 9 marca 2023 r. o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw co prawda utrzymała tzw. zasadę 10H, niemniej jednak dopuściła możliwość lokalizowania turbin wiatrowych bliżej niż wymieniona odległość, lecz nie bliżej niż 700 metrów po spełnieniu określonych wymogów. Co prawda powyższe umożliwiło powstawanie nowych farm wiatrowych na terenie Polski, ale jednak dalsza liberalizacja jest niezbędna dla prawidłowego przeprowadzenia w Polsce transformacji energetycznej (rezygnacja z zasady 10H oraz zmniejszenie dystansu z 700 metrów na 500 metrów spowodowałyby zwiększenie powierzchni dostępnej pod lądowe farmy wiatrowe w Polsce o 100%: z 2 do 4% powierzchni Polski, a także przyspieszyłyby procesy inwestycyjne).

The change in the rules for wind turbine location introduced by the Act of 9 March 2023, amending the Act on wind power plant investments and certain other acts, although it maintained the so-called 10H rule, it nevertheless provided for the possibility of locating wind turbines closer than the aforementioned distance, but not less than 700 m after meeting certain requirements. Although the above has allowed the emergence of new wind farms in Poland, yet further liberalization is necessary for the proper implementation of the energy transition in Poland (discarding the 10H rule and reducing the distance from 700 m to 500 m would increase the area available for onshore wind farms in Poland by 100%: from 2 to 4% of Poland's area, and would also speed up investment processes).

Energia z wiatru w Polsce cieszy się nie tylko rosnącym poparciem społecznym i politycznym. Widoczna i odczuwalna w systemie jest także generowana przez farmy wiatrowe energia elektryczna. Z początkiem roku 2024 PSE odnotowało dwa rekordy generacji wiatrowej, kolejno 24 stycznia oraz 3 lutego. Wiatraki pracowały wówczas z mocą prawie 8500 MW (chwilowa moc). W ciągu każdego

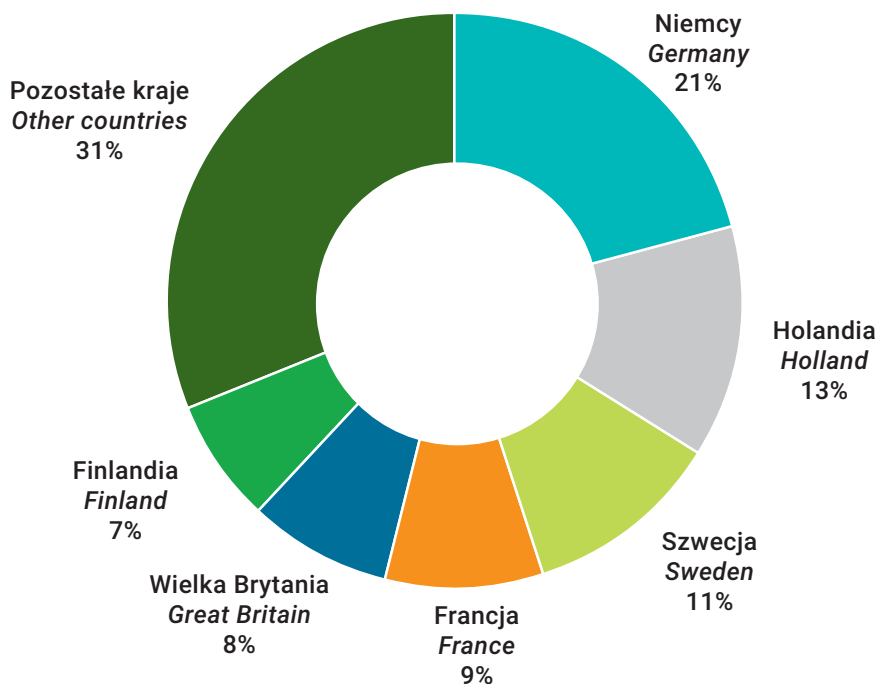
Wind energy in Poland is not only enjoying growing public and political support. The electricity generated by wind farms is also evident and felt within the system. At the beginning of 2024, PSE broke two wind generation records; on January 24 and February 3, respectively. At that time, windmills were operating at nearly 8500 MW (instantaneous capacity). On each of those two days, wind turbines produced nearly

z tych dwóch dni elektrownie wiatrowe wyprodukowały blisko 0,2 TWh energii elektrycznej, co stanowiło także rekord dziennej produkcji energii z wiatru.

Rok 2023 to również seria rozstrzygnięć postępowań lokalizacyjnych dla II fazy projektów morskich farm wiatrowych. W 2022 r. Ministerstwo Infrastruktury uruchomiło 11 postępowań (nr 1/2022–11/2022) dotyczących wniosków o wydanie pozwolenia na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich w wyłącznej strefie ekonomicznej. Na 11 obszarów wpłynęły w sumie 132 wnioski. Od 2 stycznia do 30 maja 2023 r. Minister Infrastruktury ogłosił wyniki postępowań rozstrzygających dla wszystkich wyznaczonych obszarów¹. Szczegółowe zestawienie rozstrzygnięć lokalizacyjnych przedstawiono w części III.B.3. Według analizy potencjału mocy zainstalowanej obszarów w II fazie rozwoju morskiej energetyki wiatrowej przewiduje się instalację łącznie 9,4 GW mocy² (więcej na ten temat w rozdziale III B.3).

2.2. Europa

Wykres 2. Procentowy udział nowych instalacji wiatrowych w Europie według krajów w 2023 r.



Źródło: WindEurope

Nowe instalacje wiatrowe w Europie wyniosły łącznie 18,3 GW w 2023 r., przy czym 14,5 GW to moc zainstalowana na lądzie, zaś 3,8 GW na morzu. Państwa członkowskie UE zainstalowały z tego 16,2 GW, co stanowi rekordową

¹ Ministerstwo Infrastruktury, ogłoszenia na podstawie art. 27c ustawy o obszarach morskich, <https://www.gov.pl/web/infrastruktura/ogloszenia-na-podstawie-art-27c-ustawy-o-obszarach-morskich2>

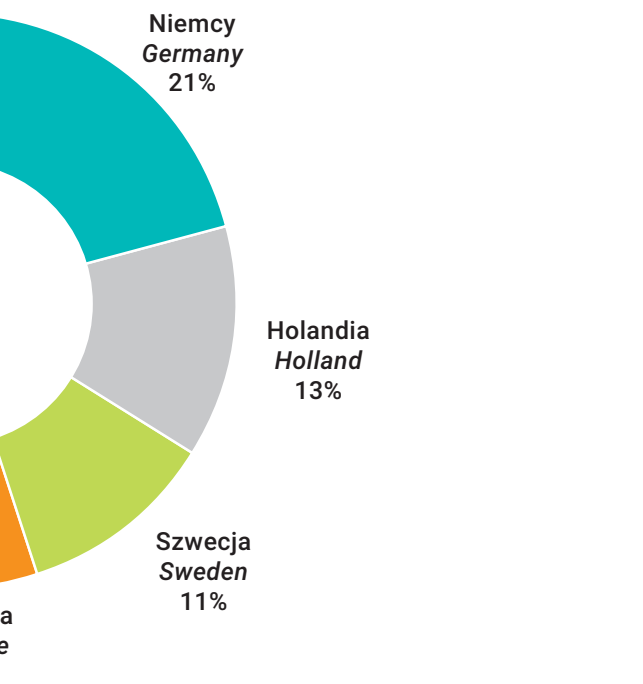
² Raport PSEW „Potencjał morskiej energetyki wiatrowej w Polsce”.

0.2 TWh of electricity, which was also a record for daily wind power generation.

The year 2023 will also see a series of settlements of location proceedings for Phase II offshore wind farm projects. In 2022, the Ministry of Infrastructure launched 11 proceedings (No. 1/2022–11/2022) related to applications for permits to erect and operate artificial islands, structures and devices within Polish maritime areas under an exclusive economic zone. A total of 132 applications were received for the 11 areas. From 2 January to 30 May 2023, the Minister of Infrastructure announced the results of settlement proceedings for all designated areas.¹ A detailed summary of the location settlements is presented in Section III.B.3. According to the analysis of the installed capacity potential of the areas in Phase II of offshore wind energy development, a total capacity of 9.4 GW is expected to be installed² (see Section III.B.3 for more details).

2.2. Europe

Chart 2. Percentage of new wind plants in Europe by country in 2023



Source: WindEurope

New wind plants in Europe totalled 18.3 GW in 2023, while 14.5 GW is the installed onshore capacity, and 3.8 GW accounts for offshore. EU member states have installed

¹ Ministry of Infrastructure, announcements under Article 27c of the Act on Maritime Areas, <https://www.gov.pl/web/infrastruktura/ogloszenia-na-podstawie-art-27c-ustawy-o-obszarach-morskich2>

² PWEA's report "Offshore Wind Energy Potential in Poland."

wielkość mocy, ale połowę z wielkości, która powinna zostać zainstalowana, zgodnie z celami UE na 2030 r.

W ciągu ostatniej dekady łączna moc zainstalowana w Europie wzrosła ze 134 GW w 2014 r. (126 GW na lądzie oraz 8 GW na morzu) do 272 GW w 2023 r. (238 GW na lądzie i 34 GW na morzu).

Oczekuje się, że Europa zainstaluje 260 GW nowych farm wiatrowych w latach 2024–2030, z czego 200 GW zainstalują kraje członkowskie UE. Prognozy wskazują, że 2/3 nowych instalacji w ciągu najbliższych 6 lat powstanie na lądzie. UE zamierza budować średnio 29 GW nowych farm wiatrowych rocznie w latach 2024–2030. Niemniej aby osiągnąć cele na 2030 r., UE powinna budować rocznie średnio 33 GW nowych mocy³.

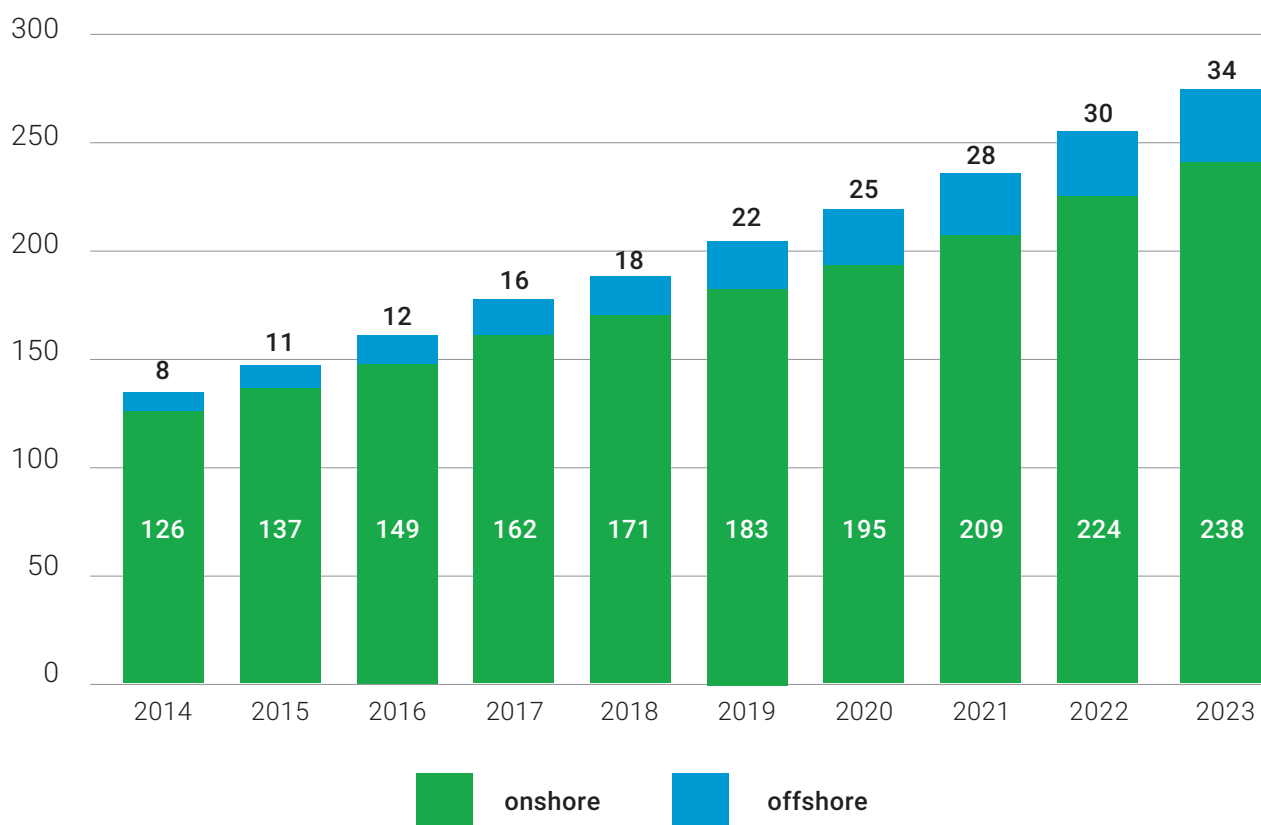
16.2 GW of that, which is a record capacity, but still only half of what should be installed according to EU's 2030 targets.

Over the past decade, total installed capacity in Europe has increased from 134 GW in 2014 (126 GW onshore and 8 GW offshore) to 272 GW in 2023 (238 GW onshore and 34 GW offshore).

Europe is expected to complete 260 GW of new wind farms between 2024 and 2030, 200 GW of which will be installed by EU member states. Projections indicate that 2/3 of new systems in the next 6 years will be built onshore. The EU is aiming to construct an average of 29 GW of new wind farms per year between 2024 and 2030. However, to meet the 2030 objectives, the EU should be completing an average of 33 GW of new capacity per year.³

Wykres 3. Nowe moce zainstalowane w energetyce wiatrowej w Europie w latach 2014–2023

Chart 3. New installed wind power capacity in Europe from 2014 to 2023



Źródło: WindEurope

Source: WindEurope

2.3. Świat

Global Wind Energy Council (GWEC) oczekuje, że na świecie przybędzie 791 GW mocy w energetyce wiatrowej w latach 2024–2028, co odpowiada 158 GW mocy z nowych instalacji rocznie. Na lądzie ma zostać zainstalowane 652 GW mocy, natomiast w morskiej energetyce wiatrowej 139 GW. Z uwagi

³ WindEurope, Raport „Wind Energy in Europe, 2023 Statistics and the outlook for 2024–2030”

2.3. World

The Global Wind Energy Council (GWEC) expects the world to add 791 GW of wind power capacity between 2024 and 2028, equivalent to 158 GW of new installed capacity per year. Onshore is expected to add 652 GW, while offshore wind power is expected to achieve a level of 139 GW. Given

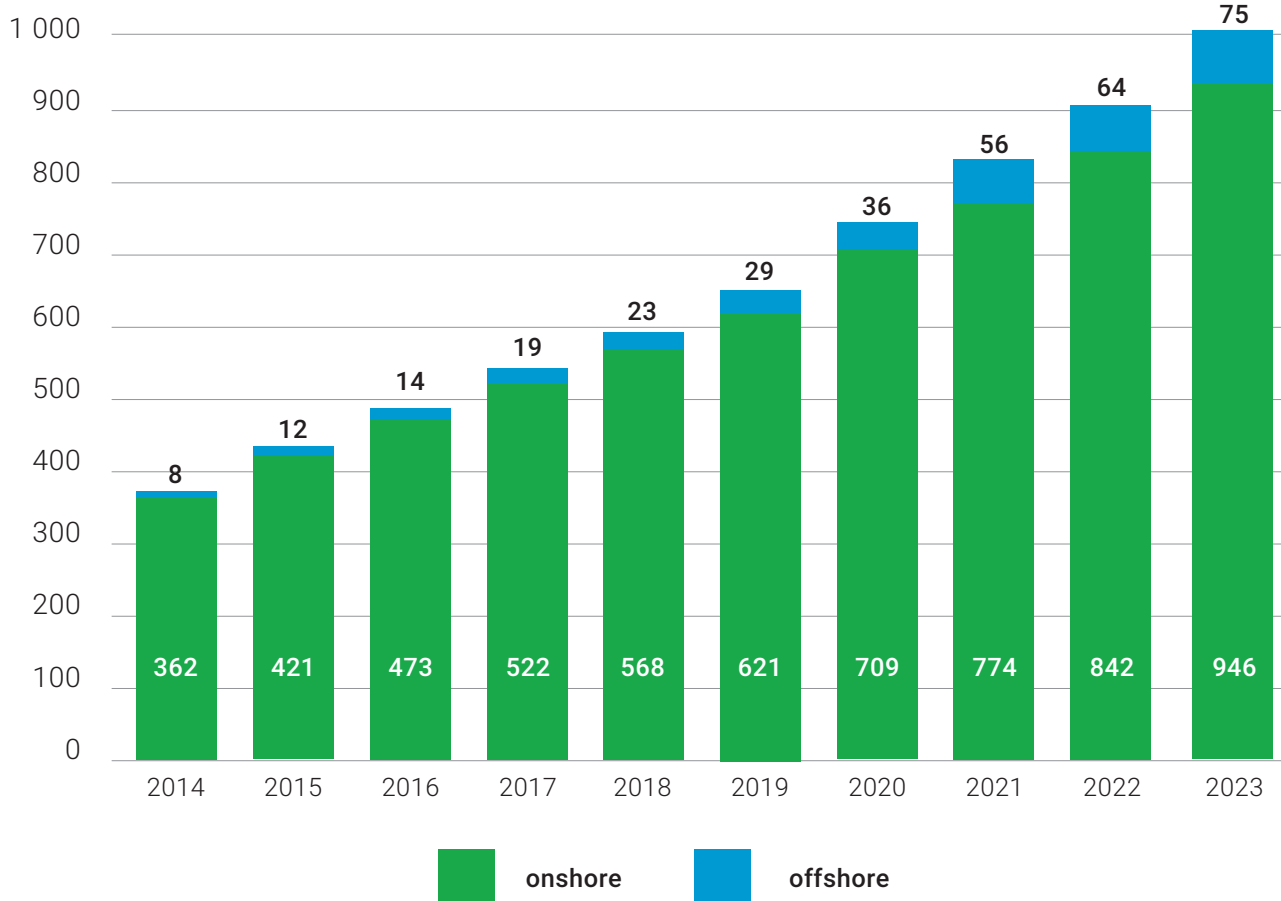
³ WindEurope, Report “Wind Energy in Europe, 2023 Statistics and the outlook for 2024 – 2030”.

na sytuację geopolityczną w regionie oraz inwazję Rosji na Ukrainę Europa przyspieszy rozwój energetyki wiatrowej, aby osiągnąć bezpieczeństwo energetyczne. Kraje europejskie już zaczęły przekształcać ambitne cele ustanowione w 2023 r. w działania. Oczekuje się, że w Europie w latach 2024–2028 zostanie zainstalowane ponad 42 GW mocy morskiej energetyki wiatrowej. W ujęciu globalnym rynek morskiej energetyki wiatrowej wzrośnie z 10,8 GW w 2023 r. do 37,1 GW w 2028 r., zwiększając swój udział w nowych globalnych instalacjach z obecnych 9% do 20% do 2028 r.

the geopolitical situation in the region and Russia's invasion of Ukraine, Europe will accelerate wind power development to achieve energy security. European countries have already begun transforming the ambitious objectives set in 2023 into action. More than 42 GW of offshore wind power capacity is expected to be installed in Europe between 2024 and 2028. The global offshore wind market will grow from 10.8 GW in 2023 to 37.1 GW in 2028, increasing its share of new plants around the world from the current 9% to 20% by 2028.

Wykres 4. Moce zainstalowane w energetyce wiatrowej na świecie w latach 2014–2023 [GW]

Chart 4. Globally installed wind energy capacity from 2014 to 2023 [GW]



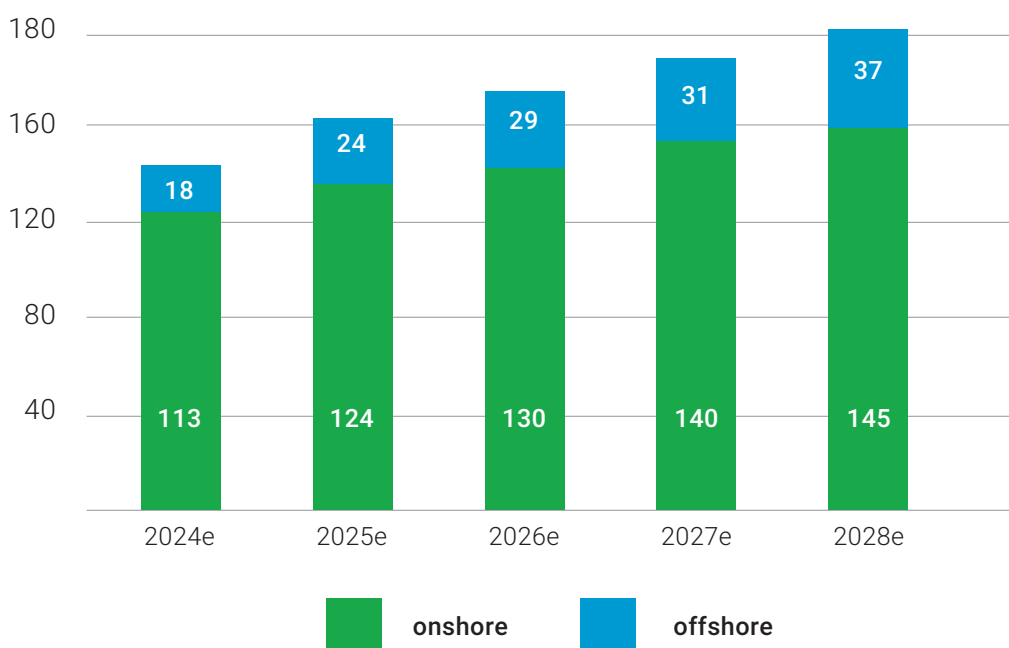
Źródło: GWEC

Source: GWEC

Dla lądowej energetyki wiatrowej następne 5 lat ma być rekordowe. Szacuje się, że kraje UE zainstalują w latach 2024–2028 łącznie 93 GW mocy lądowej energetyki wiatrowej, co odpowiada 18,6 GW mocy z nowych instalacji rocznie. Są to jednak wciąż znacznie niższe wielkości nowych rocznych instalacji od tych, które pozwoliłyby UE osiągnąć cele na 2030 r. W ujęciu globalnym szacuje się, że w prognozowanym okresie ponad 55% mocy (360 GW) z lądowej energetyki wiatrowej będą stanowiły instalacje w Chinach.

In the case of onshore wind energy, the next five years are expected to be a record-breaking period. It is estimated that EU countries will install a total of 93 GW of onshore wind capacity between 2024 and 2028, equivalent to 18.6 GW from new plants per year. However, these are still significantly lower volumes of new annual additions than would allow the EU to meet its 2030 targets. Globally, it is estimated that more than 55% of the capacity (360 GW) from onshore wind energy will be installed in China during the forecast period.

Wykres 5. Perspektywa nowych instalacji 2024–2028 [GW]



Źródło: GWEC

Chart 5. Prospect of new installations 2024-2028 [GW]

Source: GWEC

3 Europejska rewolucja wiatrowa

Aktualizowane co kilka lat dyrektywy Unii Europejskiej stawiają ambitne wymagania względem ochrony klimatu i produkcji energii, oczekując od państw członkowskich dostosowania krajowych polityk do unijnego wzorca. Europejskie strategiczne dokumenty od kilku lat jasno wskazują pożądaną kierunek: odnawialne źródła energii są i będą priorytetem na drodze do neutralności klimatycznej i należy je możliwie dynamicznie rozwijać. Unia Europejska jest i chce pozostać liderem w dążeniu do neutralności klimatycznej, wyznaczając kierunki dalszych, długofalowych reform. Jedną z kluczowych inicjatyw UE było powołanie Europejskiego Zielonego Ładu oraz wprowadzenie pakietu Fit for 55 („Gotowi na 55”).

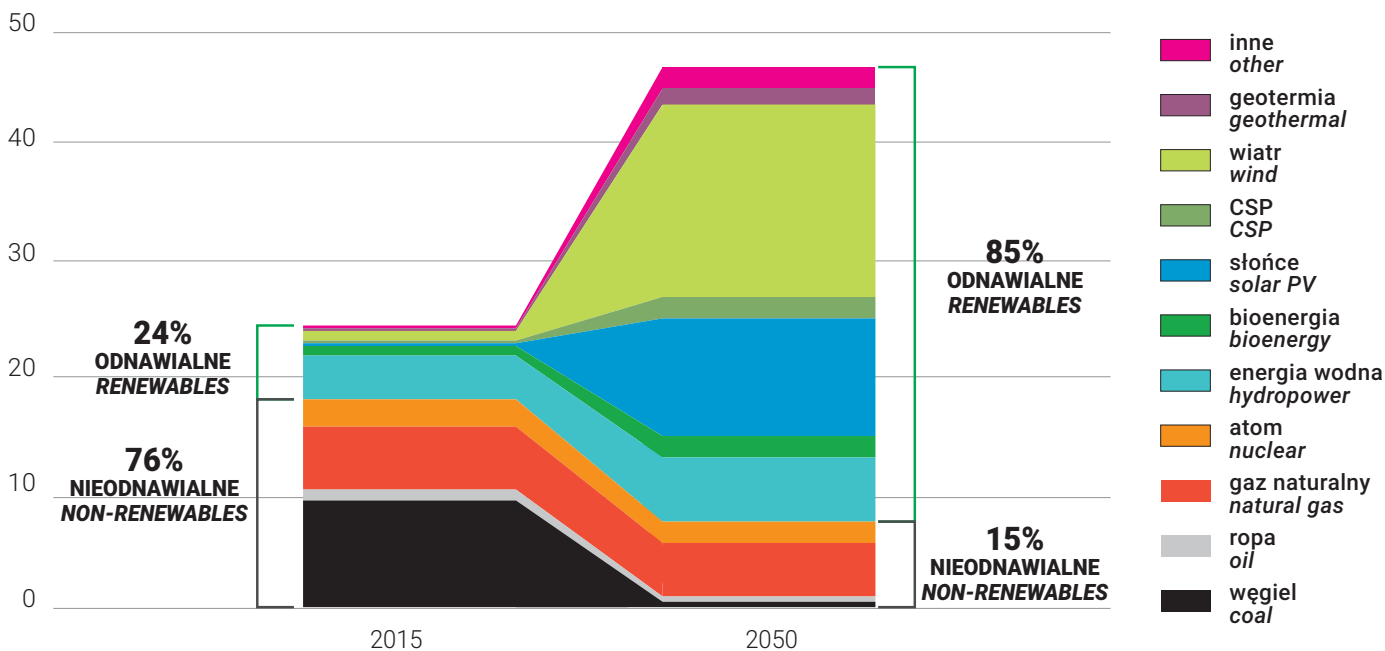
W ramach regulacji zaproponowano m.in. rozszerzenie obowiązującego unijnego systemu handlu emisjami (ETS), wprowadzenie granicznego podatku węglowego (CBAM), postulat wzrostu efektywności energetycznej czy nowelizację dyrektywy o odnawialnych źródłach energii (RED III). Ostatni punkt zakłada zwiększenie łącznego udziału energii z OZE w miksie wytwórczym państw członkowskich z 32% do 42,5% (z możliwością zwiększenia do 45%) do 2030 r. Aby to osiągnąć, UE przygotowała projekcję przyszłego miksu energetycznego aż do 2050 r. (wykres 6). Zakłada on diametralną zmianę wykorzystywanych paliw w krajach europejskich w perspektywie 30 lat, przy jednoczesnym wyraźnym zwiększeniu produkcji energii elektrycznej.

The European wind revolution

European Union directives updated every few years impose ambitious requirements on climate protection and energy production, expecting member states to align their national policies with the EU template. For several years European strategic documents have been clearly indicating the desired direction: renewable energy sources are and will continue to be a priority on the road to climate neutrality, and they should be developed as dynamically as possible. The European Union is and wants to remain a leader in the pursuit of climate neutrality, setting the direction for further long-term reforms. One of EU's key initiatives was the establishment of the European Green Deal and the introduction of the Fit for 55 package.

The regulations proposed, among other things, an extension of the existing EU Emissions Trading System (ETS), the introduction of a border carbon tax (CBAM), a demand for increased energy efficiency or an amendment to the Renewable Energy Directive (RED III). The last item involves increasing the total share of RES energy in the generation mix of member states from 32% to 42.5% (with a possible increase to 45%) by 2030. To achieve this, the EU has prepared a projection of the future energy mix until 2050 (chart 6). It assumes a dramatic change in the fuels employed in European countries over a 30-year horizon, with a marked increase in electricity production.

Wykres 6. Wytwarzanie energii elektrycznej wg źródeł na przestrzeni 2015–2050



Źródło: IEEE Access

Chart 6. Electricity generation by source 2015-2050

Source: IEEE Access

Wind Power Action Plan

Wytyczne UE na najbliższe dekady są także wyraźnie widoczne w założeniach przyjętego „Europejskiego Planu Działania dla Energetyki Wiatrowej” (European Wind Power Action Plan). Komisja Europejska wskazuje w dokumencie kluczowe działania dla przyspieszenia rozwoju energetyki wiatrowej w Europie. Celem Planu jest wzmocnienie konkurencyjności europejskiego sektora energii wiatrowej, zwłaszcza w kontekście nierównej konkurencji z producentami z Chin. Zaproponowany zestaw usprawnień ma wzmocnić pozycję europejskiego przemysłu wiatrowego i zwiększyć zdolności Europy do samodzielnego osiągnięcia celów klimatycznych oraz energetycznych. Jako główne działania KE wymienia:

- właściwe projektowanie aukcji – Komisja proponuje nowy zestaw kryteriów wstępnej kwalifikacji projektów. Obejmują one bezpieczeństwo danych i cyberbezpieczeństwo, ochronę środowiska oraz gwarancję dostawy;
- indeksowanie kontraktów – Komisja podkreśla również kluczowe znaczenie indeksowania w czasie przez państwa członkowskie cen i taryf aukcyjnych;
- finansowanie inwestycji – Plan działania określa szereg środków mających pomóc w finansowaniu inwestycji w nowe fabryki, infrastrukturę i kadry związane z energią wiatrową;
- wzmocnienie roli Europejskiego Banku Inwestycyjnego (EBI) – ma on zapewnić narzędzia ograniczające ryzyko i dostarczyć gwarancje w celu pokrycia ryzyka banków

Wind Power Action Plan

EU guidelines for the coming decades are also clearly manifested in the assumptions of the adopted ‘European Wind Power Action Plan’. In this document, the European Commission identifies key actions for accelerating the development of wind energy sector in Europe. The aim of the Plan is to strengthen the competitiveness of the European wind energy sector, particularly in the context of unequal competition with Chinese generators. The proposed set of improvements is expected to strengthen the position of the European wind power industry and increase Europe's ability to achieve its climate and energy goals on its own. The primary actions listed by the EC:

- proper auction structure – the Commission is proposing a new set of criteria for prequalifying projects. These include data security and cyber-security, environmental protection and delivery guarantees;
- contract indexing – the Commission also stresses the crucial importance of member states indexing auction prices and tariffs over time;
- investment project funding – the Action Plan sets out a series of measures to help finance investment in new factories, infrastructure and personnel related to wind power;
- strengthening the role of the European Investment Bank (EIB) – it is expected to provide risk mitigation tools and

prywatnych oferujących instrumenty finansowe dla branży wiatrowej;

- poprawa przejrzystości informacji o planowanych inwestycjach w energetykę wiatrową – Krajowe plany aukcyjne będą publikowane na unijnej platformie cyfrowej. W ramach zmienionych „Krajowych planów w zakresie energii i klimatu na rok 2030” państwa członkowskie UE będą musiały opracować 10-letnie plany inwestycyjne w energetykę wiatrową, w tym z perspektywą do 2040 r.;
- równe warunki konkurencji – Komisja zamierza w pełni wykorzystać instrumenty handlowe, którymi dysponuje, aby zapewnić równe warunki konkurencji z podmiotami spoza Europy. Komisja ma prowadzić uważny monitoring ewentualnych nieuczciwych praktyk handlowych;
- przyspieszenie wydawania pozwoleń na nowe farmy wiatrowe – Komisja zadeklarowała uruchomienie specjalnego narzędzia, które pomoże państwom członkowskim w cyfryzacji procesów wydawania zezwoleń – EasyPermits, które obecnie jest pilotażowo wdrażane przez lokalne władze wydające pozwolenia w Danii i Polsce.

21 grudnia 2023 r. rządy państw członkowskich UE zobowiązały się do podjęcia pilnych działań na rzecz energetyki wiatrowej. Ministrowie ds. energii 23 państw, w tym Polski, oraz przedstawiciele ponad 300 przedsiębiorstw i organizacji z sektora energetyki wiatrowej podpisali Europejską Kartę Wiatru, zobowiązując tym swoje kraje do realizacji działań przypisanych im w ramach „Planu działań dla energetyki wiatrowej”. To szerokie poparcie pokazuje, że rządy większości państw członkowskich UE zrozumiały strategiczną wartość energii wiatrowej oraz pilną potrzebę wzmocnienia europejskiego przemysłu wiatrowego.

Net Zero Industry Act

W marcu 2023 r. Komisja Europejska w ramach Zielonego Ładu zaproponowała rozporządzenie w sprawie ustanowienia ram środków na rzecz wzmocnienia europejskiego ekosystemu produkcji produktów technologii neutralnych emisyjnie (Akt w sprawie przemysłu neutralnego emisyjnie, tzw. Net Zero Industry Act – NZIA). Jego założeniem jest zwiększenie skali produkcji w obrębie zielonych technologii w UE i zapewnienie odpowiedniego przygotowania państw Unii do przejścia na czystą energię. Rozporządzenie ma na celu uproszczenie ram regulacyjnych i poprawę otoczenia inwestycyjnego w obszarze unijnych zdolności produkcyjnych i rozwoju technologii, które mają kluczowe znaczenie dla osiągnięcia celów UE dotyczących neutralności klimatycznej i zapewnienia odporności zdekarbonizowanego systemu energetycznego.

Szybka ekspansja europejskich łańcuchów dostaw dla energii wiatrowej, która jest niezbędna dla realizacji ambitnych celów rozwojowych, potrzebuje spójnej polityki oraz publicznego wsparcia finansowego. Jej wyrazem jest Europejski Zielony Ład. Prawie wszystkie farmy wiatrowe, które do tej pory wybudowano na Starym Kontynencie, wykorzystują turbiny wyprodukowane w Europie. W całej Europie istnieje ponad 250 fabryk produkujących turbiny

provide guarantees to cover the risks of private banks offering financial instruments to the wind industry;

- improved transparency of information on planned investments in wind power – national auction plans will be published on the EU digital platform. As part of the revised 'National Energy and Climate Plans for 2030', EU member states will have to develop 10-year wind power investment plans, including a 2040 outlook;
- equal competition conditions – the Commission intends to make full use of the trade instruments at its disposal to ensure a level playing field with non-European players. The Commission is to conduct careful monitoring of possible unfair trade practices;
- speeding up the permitting of new wind farms – the Commission has pledged to launch a special tool to help member states digitize their permitting processes – EasyPermits, which is currently being piloted by local permitting authorities in Denmark and Poland.

On 21 December 2023, EU governments pledged to take urgent action related to wind power. Energy ministers from 23 states, including Poland, and representatives of more than 300 wind power utilities and organizations signed the European Wind Charter, thereby committing their countries to implement the actions assigned to them under the 'Wind Energy Action Plan'. This broad support demonstrates that most EU member state governments have understood the strategic value of wind power and the urgent need to strengthen the European wind industry.

Net Zero Industry Act

In March 2023, the European Commission proposed a regulation as part of the Green Deal to establish a framework of measures to strengthen the European ecosystem for the production of carbon-neutral technology products (the so-called 'Net Zero Industry Act' – NZIA). Its premise is to increase the scale of production within green technologies in the EU and ensure that EU countries are adequately prepared for the transition to clean energy. The regulation aims to simplify the regulatory framework and improve the investment environment in the field of EU production capacity and technology development, which are key to achieving the EU's climate neutrality objectives and ensuring the resilience of a decarbonized energy system.

The rapid expansion of Europe's wind power supply chains, which is essential to meeting ambitious development goals, requires consistent policies and public financial support. Its manifestation is the European Green Deal. Almost all the wind farms that have been built on the Old Continent to date employ turbines made in Europe. There are more than 250 factories manufacturing turbines and components across Europe. However, bottlenecks in the European wind

i komponenty. Jednak w europejskim łańcuchu dostaw energii wiatrowej występują już wąskie gardła. Producenci fundamentów *offshore* czy statków instalacyjnych mają zarezerwowane zdolności produkcyjne na kolejnych kilka lat. Przemysł wiatrowy musi kupować kable energetyczne, przewłoki, a nawet stalowe wieże z Chin. W Europie powstają kilka nowych fabryk, ale to za mało, aby obsłużyć skalę przewidywanej ekspansji energii wiatrowej. Tu i teraz niezbędne są ogromne inwestycje m.in. w: fabryki, porty, sieci, statki, dźwigi i edukację, czyli wykwalifikowanych pracowników.

Parlament Europejski pracuje nad ostateczną wersją Net-Zero Industry Act, którego wdrożenie umożliwiłoby realizację zakładanych celów. Jedną z kluczowych kwestii jest możliwość wprowadzenia pozacenowych kryteriów w aukcjach OZE. Mają one wynagradzać wartość społeczną, gospodarczą i środowiskową, jaką oferuje europejski przemysł czystej energii. Powinno to zachęcać przedsiębiorstwa do innowacyjnych rozwiązań w zakresie zrównoważonego rozwoju i ochrony różnorodności biologicznej czy bezpieczeństwa. Obecnie stosowane w aukcjach wyłączone kryterium ceny faworyzuje projekty dewelopowane na granicy opłacalności.

Energetyka wiatrowa ma kluczowe znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego i celów klimatycznych Europy. UE chce, aby do 2030 r. pokrywała ona 43% zużycia energii elektrycznej w Europie, w porównaniu z obecnymi 17%. Oznacza to budowę ok. 35 GW nowych farm wiatrowych każdego roku.

power supply chain are already arising. Manufacturers of offshore foundations or installation vessels have capacities reserved for the next few years. The wind industry is forced to purchase power cables, gears and even steel towers from China. A few new factories are under construction in Europe, but the number is not enough to handle the scale of the anticipated wind power expansion. Huge investments are needed here and now, among other things, in factories, ports, grids, ships, cranes and education, i.e., skilled workers.

The European Parliament is working on the final revision of the Net-Zero Industry Act, the implementation of which is expected to enable meeting its targets. One of the key issues is the possibility of introducing non-price criteria in RES auctions. These are to reward the social, economic and environmental value offered by the European clean energy industry. This should encourage companies to innovate in the field of sustainability and biodiversity protection or security. The price-only criterion currently employed in auctions favours projects developed on the brink of profitability.

Wind power is crucial to Europe's energy security and climate goals. The EU wants it to cover 43% of Europe's electricity consumption by 2030. An increase from the current 17%. This means building about 35 GW of new wind farms each year.



Lądowa energetyka wiatrowa **Uwarunkowania prawne**

Onshore wind power
Legal conditions

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 energii⁴ (dalej jako: „Ustawa OZE”).

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

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,

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

⁴ T.j. Dz.U. z 2023 r., poz. 1436 z późn. zm.

⁵ 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 conditions

1.1. RES Act

The primary legal act regulating the development of onshore wind energy in Poland is the Act of 20 February 2015 on Renewable Energy Sources⁴ (hereinafter: 'RES Act').

It implements Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 into the Polish legal order. The Directive governs the promotion of the use of energy from renewable sources, amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC.⁵

The goals behind the RES Act's enactment were primarily:

- increasing energy security and environmental protection as a result of the efficient utilization of renewable energy sources (hereinafter: 'RES');
- rational use of RES, taking into account the implementation of Poland's long-term economic development policy, fulfilment of obligations under international agreements, and increasing the innovation and competitiveness of the national economy;
- shaping mechanisms and instruments to support the generation of electricity, heat or cooling, as well as agricultural biogas in RES systems.

From the perspective of onshore wind power, the RES Act regulates, among other things:

- the principles and conditions for conducting activities related to the production of electricity from RES, including wind power;
- mechanisms and instruments supporting electricity generation in RES systems, including an auction support system and a support system in the form of certificates of origin;
- the rules for issuing guarantees of origin for electricity generated in RES plants, i.e., documents which, although not giving rise to property rights (as in the case of certificates of origin), but constituting a voluntary RES support instrument, owing to the fact that they certify to the end user the environmental values resulting from the absence of greenhouse gas emissions and that the amount of electricity fed into the grid specified in this document was generated via RES systems;
- fines that the market regulator (President of the Energy Regulatory Office) can impose on power generators,

whereby pursuant to the RES Act, a RES plant shall be, e.g., a wind farm. This is because it is a separate set of equipment used to produce energy from RES.

⁴ Consolidated text, Journal of Laws 2023, item 1436, as amended.

⁵ OJ. EU. L. of 2009. No. 140, p. 16 as amended. This directive expired on 1 July 2021 and was replaced by Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast), OJ. EU. L. of 2018. No. 328 p. 82 as amended.

Kwestie przyłączeniowe, a więc regulacje odnoszące się do przyłączenia instalacji OZE do sieci energetycznej, nadal stanowią natomiast domenę ustawy z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne⁶ (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 wiatrowych⁷, która określa warunki i tryb lokalizacji i budowy elektrowni wiatrowych. Przedmiotowa ustawa zahamowała rozwój energetyki wiatrowej na lądzie poprzez wprowadzenie reguły 10H, tj. zakazu budowy elektrowni wiatrowych w odległości mniejszej niż 10-krotność całkowitej wysokości elektrowni wiatrowych liczonej od budynków mieszkalnych, budynków o funkcji mieszanej, w skład której wchodzi funkcja mieszkaniowa, a także od form ochrony przyrody i leśnych kompleksów promocyjnych.

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 ustaw⁸ (przez 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.

Szerzej na temat ustawy z 9 marca 2023 r. o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw w punkcie 3.2.1. („Miejscowy Plan Zagospodarowania Przestrzennego/Plan Ogólny”) niniejszej części tego opracowania.

2 Aspekty prawne systemu aukcyjnego i cPPA. Bankowalność

2.1. Zasady wsparcia

System aukcyjny jest obecnie podstawowym mechanizmem wsparcia instalacji OZE, który zastąpił system świadectw 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 wewnętrznym⁹.

⁶ T.j. Dz.U. z 2024 r., poz. 266.

⁷ T.j. Dz.U. z 2024 r., poz. 317.

⁸ Dz.U. z 2023 r., poz. 553.

⁹ Decyzja Komisji Europejskiej nr SA.43697 (2015/N) z 13 grudnia 2017 r.

However, connection-related issues, i.e., regulations relating to the connection of RES systems to the power grid, are still the domain of the Act of 10 April 1997. – Energy Law⁶ (hereinafter: ‘Energy Law’). The RES Act, combined with the complementary provisions of the Energy Law, shape the legal framework for the operation of onshore wind power in Poland.

We cannot ignore the Act of 20 May 2016 on wind power investments,⁷ which sets out the conditions and procedures for the location and construction of wind power plants. The act in question inhibited the development of onshore wind power by introducing the 10H rule, i.e., prohibiting the construction of wind power plants at a distance of less than 10 times the total height of wind power plants calculated from residential buildings, buildings with a mixed function that includes a residential function, as well as forms of nature conservation and forest promotional complexes.

On 23 April 2023, the long-awaited by the onshore wind power industry Act of 9 March 2023 on amending the Act on Wind Power Investments and certain other laws⁸ (with provisions on including residents of the municipality where a wind power plant is to be located in the catalogue of virtual prosumers coming into force on 2 July 2024). The amendment stipulates that the location and construction of wind turbines shall still follow the 10H rule, but a different distance, not less than 700 meters, may be established in the local zoning plan.

Section 3.2.1 (‘Local Area Development Plan/General Plan’) of this study discusses the Act of 9 March 2023 on Amendments to the Act on investment in wind power plants and certain other laws more extensively.

Legal aspects of the auction system and cPPA. Bankability

2.1. Support principles

The auction system is currently the primary support mechanism for RES facilities, having replaced the certificate of origin system as a result of adopting the principle that RES facilities, which commenced electricity production (or are expected to commence) after 1 July 2016, can only benefit from the auction system. Its introduction in Poland was preceded by a positive decision of the European Commission on 13 December 2017, recognizing this form of state aid as compatible with the internal market.⁹

⁶ Cons. text, Journal of Laws 2024, item 266.

⁷ Cons. text, Journal of Laws 2024, item 317.

⁸ Journal of Laws 2023 item 553.

⁹ European Commission Decision No. SA.43697 (2015/N), 13 December 2017.

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 ustaw¹⁰ 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 Europejskiej¹¹. Zmieniono również zasady dotyczące określania maksymalnych ilości i wartości energii elektrycznej z OZE.

Wcześniej bowiem 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 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 aktualnie nie ma potrzeby wydawania odrębnych rozporządzeń dla poszczególnych lat kalendarzowych.

Ustawa OZE zapewnia również gwarancję wsparcia poprzez ograniczenie możliwości zmian wolumenów energii elektrycznej określonych dla poszczególnych 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

The system is dedicated to RES facilities, and the level of support is determined through a competitive auction process, in which aid is granted in the form of a variable premium related to the market price based on a contract for difference for a definite support period.

The main advantage of the auction system is its stability and predictability, which makes it much easier for investors to obtain external financing for the development of a wind power plant. Stability is associated with a predetermined support period, which cannot exceed 15 years from the date of the first sale of electricity after an auction session closing date previously, the period has always been 15 years). On the other hand, predictability is primarily associated with the selling price of electricity, which is valid for the entire support period and is derived from the bid winning the auction, and is then indexed annually for inflation, and secondly – with the total amount of electricity to be sold under the auction system, which is also stated in the bid.

By way of the Act of 17 September 2021 amending the Act on Renewable Energy Sources and certain other laws,¹⁰ the support system was extended until 30 June 2047. Thus, auctions can be held until 31 December 2027. The above was adopted through the decision of the European Commission.¹¹ The rules regarding the determination of maximum RES-based electricity quantities and values were also changed.

Previously, the maximum quantities and values of electricity that could be sold at an auction in a given calendar year were determined by the Council of Ministers by way of a decree, issued until 31 October of each year. Pursuant to Article 184h of the RES Act, the Council of Ministers shall determine by decree the maximum quantities and values of electricity that may be sold at an auction, going forward, for the subsequent calendar years 2022-2027. Therefore, there is currently no need to issue separate decrees for individual calendar years.

The RES Act also provides a guarantee of support by limiting the possibility of changing the electricity volumes stipulated for each calendar year. The Council of Ministers has the authority to change the aforementioned volumes only by increasing the predicted volume and value of electricity. When defining the aforementioned parameters, the Council of Ministers takes into account, among other things, the country's energy policy, the functional security of the power system, the need to protect the environment, economic and social objectives, including the contribution of the employed technologies to produce energy or fuels from renewable energy sources to the creation of new jobs, and the need for efficient consumption of primary energy obtained from

¹⁰ Dz.U. 2021 r., poz. 1873.

¹¹ Decyzja Komisji Europejskiej nr SA.64713 z 30 listopada 2021 r.

¹⁰ Journal of Laws 2021 item 1873.

¹¹ European Commission Decision No. SA.64713, 30 November 2021.

wytwarzania energii elektrycznej, ciepła, chłodu lub paliw pochodzących ze źródeł odnawialnych.

2.2. 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 majątkowych 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

simultaneous production of electricity, heat, chill or fuels from renewable sources.

2.2. Certificate of origin system

The system of so-called green certificates has been in force in Poland since 1 October 2005. It was initially regulated in the Energy Law, and after the RES Act became effective, it was there that the relevant regulations were transferred.

After the adoption of the auction system as the basic support model, the system of certificates of origin has admittedly been maintained, but it is being gradually extinguished by the inability of new facilities to enter this system and the steady exit of facilities after the end of the 15-year support period. This is because it can only be utilized by RES facilities wherein electricity was generated for the first time before 1 July 2016. It is worth mentioning that facilities that have so far been covered by the certificate of origin system can shift to the auction system. If they win auctions dedicated to existing facilities, the assistance under the certificate of origin system will come to an end.

The RES Act stipulates that support in the form of certificates of origin shall be available for a period of 15 consecutive years, but no longer than until 31 December 2035, with the period counted from the date of first electricity generation.

This is the so-called quantitative support mechanism for the production of electricity from RES, i.e., one that assumes that RES power generators receive appropriate certificates (commonly referred to as green certificates) for every 1 MWh of electricity produced and fed into the grid. These certificates are issued by the President of the Energy Regulatory Office at the request of the generator. Subsequently, the certificates of origin can be registered in a dedicated register maintained by the Towarowa Giełda Energii S.A. (Polish Power Exchange) The certificates of origin, or rather the associated property rights, may be traded.

An important difference relative to the auction system is that, in principle, the support value (in the form of green certificate prices) is the same for all RES energy generators, regardless of the type of source and size of the facility, and it is not known in advance – the prices of property rights resulting from green certificates change over time.

Demand, in turn, is guaranteed by a statutory obligation (incumbent mainly on industrial consumers and power companies that sell electricity to end users) to purchase and present a certain amount of green certificates to the President of the Energy Regulatory Office for redemption. Otherwise, i.e., if they are not purchased in the required amount, the entity in question must pay a so-called substitute fee. Failure to comply with these obligations is

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.

2.3. System aukcyjny

W uzupełnieniu informacji przedstawionych w punkcie 2.1. warto dodać, że każdego roku aukcje przeprowadzane są co najmniej jednokrotnie, odrębnie dla określonych w Ustawie OZE tzw. koszyków aukcyjnych, obejmujących dany typ i wielkość instalacji OZE. Z perspektywy lądowej energetyki wiatrowej ważne są 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, oraz
- obejmujące instalacje wykorzystujące do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru na lądzie lub energię słoneczną o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW.

W praktyce oznacza to, że w ramach danej aukcji 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 30 dni od dnia rozstrzygnięcia aukcji, jeśli dana oferta nie wygrała aukcji, bądź – w przypadku wygrania aukcji – 90 dni od dnia wywiązania 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 prekwalifikacji, którą przeprowadza Prezes Urzędu Regulacji Energetyki. Polega ona na weryfikacji, czy instalacja OZE, która zamierza wziąć udział 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 wyprowadzenia mocy.

subject to a fine imposed by the President of the Energy Regulatory Office. Thus, the sale of certificates of origin is an additional source of income for a generator of electricity from RES facilities, in relation to the electricity selling price.

2.3. Auction support system

In addition to the information presented in Section 2.1, it is worth adding that auctions are held at least once each year, separately for the so-called auction baskets specified in the RES Act, covering a given type and size of RES facilities. However, from the perspective of onshore wind power, two auction baskets are important, namely these:

- involving facilities using onshore wind or solar power for electricity generation with a total installed electrical capacity of no more than 1 MW, and
- involving facilities using onshore wind or solar power for electricity generation with a total installed electrical capacity of more than 1 MW.

In practice, this means that, within a given auction, wind power plants compete against PV facilities, both in the basket up to 1 MW and above 1 MW.

An auction may be attended by generators who hold a valid certificate of admission to the auction issued by the President of the Energy Regulatory Office and establish a bank bond or pay a deposit in the amount of PLN 60 per 1 kW of installed capacity of the designed RES facility. The deposit or bond is then refundable within 30 days from the date of the auction settlement, if the bid did not win the auction, or – in case of winning the auction – 90 days from the date the generator fulfils the obligation of the first sale of electricity generated within a given facility, under the auction system.

Obtaining a certificate of admission to an auction is preceded by a pre-qualification procedure conducted by the President of the Energy Regulatory Office. It involves verifying whether an RES facility that intends to participate in the auction is ready for implementation. Readiness for implementation is conditioned upon:

- having conditions for connection to the grid or a concluded connection agreement,
- having a final and valid construction permit (valid for at least 6 more months),
- in addition, the generator should include a material and financial schedule for its implementation,
- and a schematic diagram of the facility with an indication of the equipment employed to generate electricity and the equipment used to evacuate power.

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 lokalizację, 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 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 Gieldzie 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.

The date of the auction should be announced by the President of the Energy Regulatory Office no later than 30 days before the auction. The announcement shall specify not only the date, but also the maximum amount and value of electricity that can be sold at the auction. This is important information for a generator that intends to participate in the auction. This is because an auction bid should, in addition to the data of the entity submitting it, include, among other things, the designation of the RES facility (including location, type and installed electrical power), the total amount of electricity expressed in MWh and the price, expressed in PLN, at which the bidder undertakes to sell this energy under the auction system, during the period indicated in the bid. The price indicated in the bid should not exceed the reference price, which in turn is determined by the minister responsible for climate affairs by means of a regulation. The reference price is determined annually for individual technologies (and capacity ranges) and should take into account, among other things, the capital expenditures needed for the development and construction of the facilities in question, as well as their operating costs.

The auction is conducted electronically through the Internet Auction Platform. This Platform is also employed for the submission of bids by generators. The auction is won by generators who offered the lowest price and whose combined bids did not exceed 100 percent of the value or quantity of electricity specified in the auction announcement and 80 percent of the quantity of electricity covered by all bids. If several generators have offered the same selling price and the amount of electricity declared to be produced exceeds the volume referred to in the auction announcement, the order of the bids submitted shall be decisive.

The results of the auction shall be made public by the President of the Energy Regulatory Office within 21 days of the auction closing. Winning the auction guarantees generator the right to support for a period of 15 years from the date of the first sale of electricity after the closing of the relevant auction, but no longer than until 30 June 2047.

The support shall consist of guaranteeing the generator a fixed selling price of the electricity generated at the facility. This mechanism involves the generator selling electricity on the market, and can be able to claim adjustment to the price adopted in the winning auction bid – if the market price (daily TGeBase price) is lower than the auction bid, or refunding the difference if the market price is higher than the auction bid (the so-called “contract for difference model”). The above mechanism provides for the so-called right to reimburse 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 prices resulting from session transactions concluded on the Towarowa Gielda Energii S.A. in the day-ahead market, and the value of this energy determined on the basis of the price contained in the bid of the generator that won the auction, taking into account indexation by the inflation rate. The negative balance shall be paid to the generator by the settlement operator within 30 days of receipt of the relevant application.

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. Obecnie – po wprowadzeniu trzyletniego okresu rozliczenia – jeśli na koniec okresu rozliczenia wciąż zostanie nadwyżka, wytwórca ma obowiązek dokonać jej zwrotu na rzecz operatora w terminie do 6 miesięcy od zakończenia trzyletniego okresu rozliczeniowego (wcześniej rozliczenie dodatniego salda następowało w związku z upływem całego okresu wsparcia).

Powyższe zasady dotyczące sposobu rozliczenia „dodatniego salda” zaczęły w pełni obowiązywać od 15 października 2022 r., a ich skutki w największym stopniu dotknęły tych wytwórców, których oferty aukcyjne przewidywały ceny dużo niższe niż rynkowe ceny energii.

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

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

- 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;
- 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;
- 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

If, in turn, electricity prices on the Towarowa Giełda Energii S.A. are higher than the price adopted in the winning auction bid (including indexation), this means a so-called positive balance. The positive balance is used for ad hoc settlement (reimbursement) of the negative balance. Currently – after the introduction of the three-year settlement period – if there is still a surplus at the end of the settlement period, the generator is obliged to return it to the operator within 6 months of the end of the three-year settlement period (previously, the settlement of the positive balance took place in connection with the expiry of the entire support period).

The aforementioned rules on how the 'positive balance' is to be accounted for took full effect on 15 October 2022, with the greatest impact on those generators whose auction bids stipulated prices far below market energy prices.

An important function within the auction support system is performed by the settlement operator. This role is held 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 also guarantees the stability of the support system. This is because it is tasked with collecting from the transmission system operator the funds accumulated on account of the RES fee (which is a fee related to ensuring the availability of energy from renewable sources in the national power system, collected mainly from end users, and used to cover the negative balance), and if it is found to be insufficient to cover the negative balance, it is obliged, among other things, to incur debt to cover it.

Winning an auction entails three key responsibilities for the generator to keep in mind, i.e.:

- the equipment that is part of a given onshore wind facility must not be older than 33 months immediately preceding the date of first generation of electricity at the facility; the equipment age is determined, for example, on the basis of the rating plates affixed;
- the first sale of electricity under the auction system, i.e., after the installation has been put into operation and a license for electricity generation has been obtained, should take place no later than 33 months after the closing date of the auction session; failure to comply with this obligation involves not only the loss of the deposit or the risk of the execution of a bank guarantee (depending on the form of security chosen), but above all the exclusion of the project in question from the auction system for the next 3 years;
- the generator shall also be obliged to sell under the auction system the volume of electricity specified in the bid, with this obligation being settled after the end of each full 3-year support period under pain of an administrative fine imposed by the President of the Energy Regulatory Office if the volume within a given period turns out to be

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, który dawał 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 było stanem zagrożenia epidemicznego lub stanem epidemii. Decyzję w tym przedmiocie wydawał Prezes Urzędu Regulacji Energetyki na wniosek wytwórcy, a maksymalny termin przedłużenia wynosił 18 miesięcy¹² (poprzednio było to 12 miesięcy). W związku z odwołaniem stanu zagrożenia epidemicznego na podstawie rozporządzenia Ministra Zdrowia z 14 czerwca 2023 r. w sprawie odwołania na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej stanu zagrożenia epidemicznego¹³, od 1 lipca 2023 r. uzyskanie takiego przedłużenia nie jest już możliwe.

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.

2.4. Korporacyjne umowy sprzedaży energii elektrycznej (cPPA)

Developeperzy instalacji OZE coraz częściej patrzą na korporacyjne umowy sprzedaży energii elektrycznej (z ang. *corporate power purchase agreement*, dalej jako: „umowa cPPA”) jak na alternatywę dla aukcyjnego systemu wsparcia. Dzieje się tak dlatego, że długoterminowe umowy cPPA mogą stanowić istotny element finansowania instalacji OZE przez banki bądź instytucje finansujące w formule tzw. *project finance*. Zakłada ona, że umowa cPPA, a ściślej – określone na jej podstawie przepływy pieniężne wytwórcy, mają określić model finansowy i zapewnić źródło spłaty finansowania zaciągniętego przez wytwórcę na budowę instalacji OZE. Fakt ten będzie w dużym stopniu determinował treść poszczególnych postanowień umowy cPPA, a szczególnie co do wymogów względem statusu finansowego odbiorcy (kupującego), momentu zawarcia umowy i czasu trwania, warunków dla jej wejścia w życie, podstaw do jej wcześniejszego rozwiązania, podstaw i zasad odpowiedzialności stron, w tym kar umownych.

¹² 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.).

¹³ Dz.U. z 2023 r., poz. 1118.

less than 85 percent of the volume of electricity specified in the bid.

In connection with the COVID-19 epidemic, an exception to the first and second of the three aforementioned obligations was introduced into the RES Act, which provided generators with the opportunity to extend the age of equipment and the deadline for the first sale of electricity under the auction system, respectively, if the delay (in the delivery of equipment and elements necessary for the construction of a facility or in the implementation of an investment project, its acceptance and commissioning, or in obtaining a license) was caused by an epidemic emergency or a state of epidemic. Decisions in this regard were issued by the President of the Energy Regulatory Office at the request of generators, and the maximum extension period was 18 months¹² (previously it was 12 months). Due to the cancellation of the state of epidemic under the Regulation of the Minister of Health of 14 June 2023 on the cancellation of the state of epidemic within the territory of the Republic of Poland,¹³ as of 1 July 2023, it is no longer possible to obtain such an extension.

Exceptions are also allowed to the third obligation, which should be taken into account in favour of a generator, if the generator remained ready to generate energy, but there were restrictions involving, among other things: a legal regulation, the need to ensure power grid operational security, power system failure, force majeure and the occurrence of a sudden and unforeseen technical failure of the facility in question.

2.4. Corporate power purchase agreements (cPPAs)

Developers of RES facilities are increasingly looking at corporate power purchase agreements (hereinafter: 'cPPA') as an alternative to the auction support system. This is because long-term cPPAs, can be an important element in financing of RES facilities by banks or financing institutions under the so-called project finance formula. It assumes that a cPPA, or more precisely, generator's cash flows determined based on it, are to specify the financial model and provide a source for the repayment of the financing incurred by the generator for the construction of the RES facility. This fact will largely determine the content of individual cPPA provisions, in particular in relation to the requirements for the financial status of the customer (buyer), timing and duration of the agreement, conditions for its entry into force, grounds for its early termination, as well as grounds and principles of the parties' liabilities, including contractual penalties.

¹² Amendment introduced into the RES Act by the Act of 15 December 2022 on special protection of certain consumers of gaseous fuels in 2023 in connection with the gas market situation (Journal of Laws 2022, item 2687, as amended).

¹³ Journal of Laws 2023, item 1118.

Definicja cPPA została wprowadzona do prawa polskiego stosunkowo niedawno¹⁴. Zgodnie z Prawem energetycznym, umowa sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z OZE może zostać zawarta bezpośrednio między wytwórcą a odbiorcą, a transport energii elektrycznej stanowiącej przedmiot tej umowy może odbywać się:

- na podstawie umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji, w przypadku gdy strony tej umowy zostały uprzednio przyłączone do sieci, albo
- za pomocą linii bezpośredniej.

Przytoczona definicja odnosi się wyłącznie do tzw. fizycznej umowy cPPA, przy czym praktyka wyróżnia dwa zasadnicze modele umów cPPA: fizyczny oraz wirtualny.

Fizyczna umowa cPPA zakłada, że wytwórca sprzedaje energię elektryczną z instalacji OZE do odbiorcy, z jej fizyczną dostawą sieciami elektroenergetycznymi oraz przeniesieniem własności tej energii. Odbiorcą może być zarówno odbiorca końcowy, tj. taki, który dokonuje zakupu energii elektrycznej na własny użytek, jak i z przedsiębiorstwem energetycznym prowadzącym działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną (spółką obrotu). W przypadku, gdy wytwórca sprzedaje energię elektryczną bezpośrednio odbiorcy końcowemu, musi się liczyć z obowiązkiem pozyskiwania świadectw pochodzenia (zielone certyfikaty) i świadectw pochodzenia biogazu rozlicznego (z wyjątkiem sprzedaży na rzecz tzw. odbiorcy przemysłowego w rozumieniu Ustawy OZE) oraz świadectw efektywności energetycznej (białe certyfikaty) i przedstawiania ich do umorzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki. Wiąże się to z ponoszeniem dodatkowego kosztu przez wytwórcę, zatem – z reguły – będzie miało wpływ na cenę energii elektrycznej, jaką wytwórca może zaoferować. Zawarcie fizycznej umowy cPPA podlega także:

- obowiązkowi informacyjnym płynącemu z Prawa energetycznego – w terminie miesiąca od dnia zawarcia takiej umowy wytwórca musi przekazać Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki informację o jej zawarciu, stronach, ilości i cenie energii elektrycznej stanowiącej jej przedmiot, lokalizacji i rodzaju odnawialnego źródła energii, z którego ta energia została wytworzona, oraz okresie, na jaki dana umowa została zawarta;
- raportowaniu na podstawie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (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 energii (tzw. rozporządzenie wykonawcze REMIT).

¹⁴ Ustawa z 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2023 r., poz. 1762).

The definition of cPPA was introduced into Polish law relatively recently.¹⁴ According to the Energy Law, a contract for the sale of electricity generated from RES may be concluded directly between a generator and a customer, and the transportation of electricity that is the subject of the contract may take place:

- under a contract for the provision of transmission or distribution services, in the event that the parties to this contract have been previously connected to the network, or
- via a direct line.

The cited definition refers only to the so-called physical cPPA, with practice distinguishing between two basic models of cPPAs, namely, physical and virtual.

A physical cPPA implies that a generator sells electricity from a RES facility to a customer, with its physical delivery through electricity grids and the transfer of ownership of that energy. The customer can be either an end-user, i.e., one who purchases electricity for own use, or an electricity trading company (trading company). If a generator sells electricity directly to an end-user, it must take into account the obligation to obtain certificates of origin (green certificates) and certificates of origin for clearing biogas (with the exception of sales to a so-called industrial customer, as defined in the RES Act) and energy efficiency certificates (white certificates) and then submit them to the President of the Energy Regulatory Office for redemption. This involves an additional cost for the generator, so – as a rule – it will affect the price of electricity the generator can offer. The conclusion of a physical cPPA is also subject to:

- information obligations under the Energy Law, – within one month from the date of conclusion of such an agreement, the generator must provide the President of the Energy Regulatory Office with information about the conclusion of the agreement, the parties, the amount and price of electricity that is the subject of the agreement, the location and type of renewable energy source from which the energy was generated, and the period for which the agreement was concluded;
- reporting under Regulation (EU) No. 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency (so-called REMIT) and Commission Implementing Regulation (EU) No. 1348/2014 of 17 December 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 transparency (so-called REMIT Implementing Regulation).

¹⁴ Act of 17 August 2023, amending the act on Renewable Energy Sources and certain other acts (Journal of Laws 2023, item 1762).

Z kolei w wirtualnym modelu umowy cPPA, zwanym vPPA, w ogóle nie dochodzi do sprzedaży energii elektrycznej z jej fizyczną dostawą między stronami. Model ten zakłada więc, że wytwórca sprzedaje energię elektryczną na rynku, np. spółce obrotu, a odbiorca kupuje energię elektryczną na rynku, np. od spółki obrotu i odbywa się do niezależnie od zawartej umowy vPPA. Przedmiotem vPPA jest zatem rozliczenie finansowe, które z prawnego punktu widzenia stanowi instrument finansowy w rozumieniu ustawy o obrocie instrumentami finansowymi, a konkretnie kontrakt na różnicę rozliczany między stronami w odniesieniu do wybranego instrumentu bazowego, np. cen ustalonych na Rynku Dnia Następnego prowadzonego przez Towarową Giełdę Energii S.A. i w odniesieniu do ustalonej przez strony ceny energii elektrycznej, z uwzględnieniem ustalonego wolumenu energii elektrycznej (z reguły – wolumenu energii elektrycznej wytworzonej przez sprzedającego w danej instalacji OZE). Umowa ta stanowi zatem instrument odpowiadający w swej istocie aukcyjnemu systemowi wsparcia OZE. Obrazuje to także funkcję, jaką umowy vPPA pełnią z perspektywy wytwórcy i odbiorcy. Są one instrumentem hedgingowym zabezpieczającym stałą cenę energii elektrycznej na czas obowiązywania umowy, chroniącym strony przed rynkowymi wahaniami cen energii elektrycznej. Umowy vPPA podlegają raportowaniu w ramach 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 transakcji (tzw. EMIR).

Umowy cPPA można także rozróżnić pod kątem wolumenu energii elektrycznej będącej przedmiotem sprzedaży (w przypadku fizycznej umowy cPPA), bądź do którego będzie odnosiło się rozliczenie finansowe (w przypadku vPPA). Zarówno fizyczna, jak i wirtualna umowa cPPA może odnosić się do całego wytworzonego w danej instalacji OZE wolumenu (tzw. *model pay as produced*) albo zakładać sprzedaż/rozliczenie z góry określonego przez strony wolumenu (tzw. *model baseload*). Różnica między tymi modelami sprowadza się do przypisania ryzyka wolumenowego danej stronie kontraktu. W przypadku modelu *pay as produced* ryzyko wolumenu i profilu wytwarzania energii elektrycznej danej instalacji OZE ponosi odbiorca, a w przypadku modelu *baseload* będzie to ryzykiem wytwórcy. Ponoszenie ryzyka ma przełożenie na cenę, którą wytwórca może zaoferować kupującemu. Praktyka pokazuje, że pojawia się też model *pay as consumed*, w którym odbiorca płaci wyłącznie za taki wolumen energii elektrycznej, jaki został przez niego skonsumowany. Ten ostatni model jest jednak stosunkowo rzadki.

2.5. Prawne aspekty bankowości projektów i umów kredytowych

Dominującą formułą finansowania inwestycji OZE jest *project finance*. Zaletą tego typu finansowania jest możliwość jego udzielenia spółce specjalnego przeznaczenia realizującej przedsięwzięcie inwestycyjne pomimo braku na tym etapie zdolności kredytowej. Udzielenie finansowania w takim

In contrast, the virtual cPPA model, known as vPPA, does not involve the sale of electricity at all with physical delivery between the parties. Therefore, this model assumes that a generator sells electricity on the market, e.g., to a trading company, and a customer buys electricity on the market, e.g., from a trading company, and proceeds independently of the vPPA. The subject of the vPPA is therefore a financial settlement, which from a legal perspective is a financial instrument within the meaning of the Financial Instruments Trading Act, specifically a contract for difference settled between the parties with reference to a selected underlying instrument, e.g., prices established on the Day-Ahead Market operated by the Towarowa Giełda Energii S.A., and with reference to the price of electricity established by the parties, taking into account the established volume of electricity (as a rule – the volume of electricity generated by the seller in a given RES facility). Thus, the contract is an instrument that corresponds in its essence to the RES support auction system. This also illustrates the function that vPPAs hold from the perspective of the generator and the customer. They are a hedging instrument that secures a fixed electricity price for the duration of the contract, protecting the parties from market fluctuations in electricity prices. The vPPAs are subject to reporting under Regulation (EU) No. 648/2012 of the European Parliament and of the Council of 4 July 2012 on OTC derivatives, central counterparties and trade repositories (so-called EMIR).

The cPPAs can also differ in terms of the volume of electricity to be sold (in the case of a physical cPPA), or to which the financial settlement will apply (in the case of a vPPA). Both physical and virtual cPPAs can refer to the entire volume generated at a given RES facility (the so-called pay-as-produced model) or assume the sale/settlement of a volume predetermined by the parties (the so-called baseload model). The difference between these models comes down to the assignment of volume risk to a given party to the contract. In the case of the pay-as-produced model, the volume and generation profile risk of a given RES facility is borne by the customer, while in the case of the baseload model, it will be the generator's risk. Bearing the risk is reflected in the price that the generator can offer to the buyer. Practice shows that pay-as-consumed models are also emerging, which involve customers paying only for the volume of electricity consumed. However, the latter model is relatively rare.

2.5. Legal aspects of project bankability and loan agreements

The dominant formula for financing RES investments is project finance. Its advantage is that it can be granted to a special purpose vehicle implementing an investment project despite the lack of creditworthiness at this stage. The granting of financing in such a case is possible based

przypadku możliwe jest w oparciu o przyszłe prognozowane przepływy finansowe inwestycji oraz jej aktualne i przyszłe aktywa stanowiące zabezpieczenie finansowania.

Udzielenie finansowania w formule *project finance* pozwala inwestorom na efektywne zaangażowanie środków poprzez sfinansowanie posiadanym kapitałem jedynie części kosztów inwestycji oraz uzupełnienie brakującej części środkami pochodzącymi z kredytu. Ten rodzaj finansowania pozwala również na racjonalne zarządzanie ryzykiem poprzez współdzielenie go w uzgodnionych proporcjach z instytucją finansową.

Jednym z fundamentów finansowania *project finance* jest brak regresu do inwestora (w zakresie spłaty udzielonego spółce projektowej kredytu) w przypadku niepowodzenia realizowanego projektu. Oznacza to, że odpowiedzialność inwestora wobec instytucji finansowej dotycząca zaciągniętego przez kontrolowaną przez niego spółkę projektową zadłużenia pozostaje ograniczona do wysokości zainwestowanego przez niego kapitału początkowego. W zależności od wysokości kosztów projektu, kosztów finansowania projektu oraz wielkości prognozowanych przepływów finansowych, które generował będzie projekt po jego wybudowaniu, udziały zaangażowanego przez inwestora kapitału w stosunku do udziału możliwego do uzyskania zadłużenia finansowego zwykle mieścić się będą w granicach 20-35% (kapitał) do 80-65% (dług).

Ponieważ finansowanie bez regresu do inwestora oznacza, że instytucja finansowa może poszukiwać źródeł spłaty kredytu jedynie w przyszłych prognozowanych przepływach realizowanej inwestycji oraz jej aktywach i jednocześnie nie ma możliwości żądania spłaty zadłużenia od podmiotu o historycznie wiarygodnej i silnej pozycji finansowej (co do zasady nie jest wymagane udzielenie wsparcia przez poręczycieli lub gwarantów o odpowiednim bilansie), to każda inwestycja finansowa w tej formule będzie wymagała uprzedniego szczegółowego audytu technicznego, prawnego, finansowego, ubezpieczeniowego i środowiskowego, wykonywanego na zlecenie instytucji finansowych w celu identyfikacji potencjalnych ryzyk dla terminowego ukończenia budowy projektu, możliwości wystąpienia podwyższenia kosztów realizacji projektu, ciągłości działalności operacyjnej oraz zapewnienia stabilnych przyszłych przepływów z tytułu sprzedaży energii elektrycznej.

Rozwiązaniem preferowanym przez instytucje finansowe jest neutralność/transparentność kredytobiorcy (spółki projektowej) oraz realizowanego projektu w obszarze ryzyk projektowych. Cel ten osiąga się zwykle poprzez zastosowanie metody tzw. *risk-push down*. Oznacza to, że ryzyka zidentyfikowane podczas ww. audytów zostają w miarę możliwości alokowane przez kredytobiorcę (spółkę projektową) pomiędzy kluczowych kontrahentów, takich jak dostawca turbin, wykonawca robót ziemnych, wykonawca infrastruktury elektrotechnicznej, ubezpieczyciele lub nabywca energii elektrycznej – ten ostatni w przypadku projektów opiera-

on future projected financial flows of the investment and its current and future assets that serve as funding collateral.

Providing financing under the project finance formula allows investors to effectively commit funds by financing only a part of the investment costs with their capital and supplementing the remaining part with loaned funds. This type of financing also allows rational management of risk by sharing it in agreed proportions with the financial institution.

One of the cornerstones of project finance is the lack of recourse to the investor (in terms of repayment of the loan granted to the project company) in the event the project under construction fails. This means that the investor's liability to the financial institution regarding the debt incurred by the project company under its control is limited to the amount of initial capital invested by the investor. Depending on the project costs, the cost of project funding and the volume of the projected financial flows that the project will generate after its construction, the shares of the investor's committed capital relative to the share of obtainable financial debt will usually be range from 20% to 35% (capital) and 80-65% (debt).

Since financing without recourse to the investor means that the financial institution can only seek loan repayment sources in the future projected flows of the investment under construction and its assets, and at the same time there is no possibility to demand repayment of the debt from an entity with a historically reliable and strong financial standing (as a rule, no support from guarantors or sureties with an adequate balance sheet is required), then any financial investment under this formula will require a prior detailed technical, legal, financial, insurance and environmental audit, performed at the request of financial institutions to identify potential risks to the timely completion of project construction, the possibility of increased project implementation costs, continuity of operations and ensuring stable future flows from electricity sales.

The solution preferred by financial institutions is the neutrality/opacity of the borrower (project company) and the implemented project in terms of project risks. This is usually achieved by applying the so-called risk-push down method. This means that risks identified during the aforementioned audits are allocated by the borrower (project company) between key counterparties such as the turbine vendor, earthwork contractor, electrical infrastructure contractor, insurers or the electricity buyer – the latter in the case of projects basing their future flows on long-term cPPAs.

jących swoje przyszłe przepływy na długoterminowych umowach sprzedaży energii elektrycznej cPPA.

Tytułem przykładu: zidentyfikowane w ramach audytu prawnego ryzyko zapłaty kary umownej na rzecz nabywcy energii z tytułu opóźnień w realizacji dostawy energii elektrycznej spowodowanej zwłoką wykonawcy powinno zostać przez kredytobiorcę kontraktowo alokowane do odpowiedniego wykonawcy lub wykonawców (dostawcy turbin, wykonawcy robót zmiennych etc.), który za to ryzyko odpowiada i który je kontroluje. W konsekwencji kredytobiorca powinien w zakresie przyjętego początkowo ryzyka zapłaty kary umownej z tytułu opóźnienia wobec nabywcy energii pozostać neutralny i skanalizować to ryzyko kontraktowo na poziomie wykonawców (kontrolujących to ryzyko i będących ostatecznie za nie odpowiedzialnymi) poprzez odpowiednie zapisy w umowie lub w aneksie do umowy dostawy turbin, umowie na wykonanie robót ziemnych lub w innych odpowiednich umowach wykonawczych.

Ryzyka, za które żadna strona nie ponosi odpowiedzialności lub takie, za które żaden z kontrahentów nie może ze względu na ich naturę wziąć odpowiedzialności, powinny zostać objęte ochroną ubezpieczeniową. Przykładem mogą być ryzyka związane z wystąpieniem siły wyższej lub ryzyka w obszarze wymaganych pozwoleń (np. ryzyko ich podważenia).

Rozwiązaniem optymalnym jest zawieranie kluczowych dla projektu umów w zbliżonym czasie, tak aby umożliwić płynną alokację wszystkich ryzyk kontraktowych pomiędzy kontrahentów. Konsekwencją braku możliwości alokowania (absorpcji) konkretnego ryzyka przez odpowiedzialnego za nie kontrahenta i jednocześnie brak możliwości jego ubezpieczenia może być w sferze finansowania projektu, złamanie zasady braku regresu do inwestora i konieczność zapewnienia warunkowego wsparcia finansowego w postaci gwarancji, poręczenia lub innego instrumentu wsparcia udzielonego przez podmiot o silnej i stabilnej pozycji finansowej akceptowalnej dla instytucji finansującej (inwestora).

Z uwagi na fakt, że zabezpieczeniem finansowania w formule *project finance* co do zasady są wszystkie należące do spółki realizującej projekt aktywa, jak również wszelkie strumienie przepływów pieniężnych związanych z projektem (w tym przyszłe i warunkowe), istotne dla możliwości pozyskania finansowania przez kredytobiorcę jest zapewnienie, aby wszelkie należące do kredytobiorcy aktywa, w tym ruchomości, nieruchomości, prawa i strumienie pieniężne, mogły zostać objęte zabezpieczeniami (zastawami, hipotekami lub przelewami wierzytelności) na rzecz instytucji finansujących. W tym zakresie zapisy kontraktowe w umowach z kontrahentami dotyczące zakazu cesji (przelewu) powinny zawierać wyjątki na rzecz instytucji finansujących projekt. Co oczywiste, wszelkie aktywa i strumienie pieniężne należące do kredytobiorcy muszą pozostać wolne od wszelkich obciążeń (zastawów, cesji, hipotek) na rzecz osób trzecich (tj. podmiotów innych niż instytucje finansujące projekt).

For example, the legal audit-identified risk of payment to the electricity buyer of liquidated damage for delays in electricity supplies caused by a delay by the contractor should be contractually allocated by the borrower to the relevant contractor or contractors (turbine vendor, earthwork contractor, etc.) responsible for and controlling this risk. Consequently, the borrower should, with respect to the initially assumed risk of payment to the electricity buyer of liquidated damages for delays, remain neutral and channel this risk contractually at the level of the contractor(s) (who control and are ultimately responsible for this risk) through appropriate provisions in the contract or in an addendum to the turbine supply contract, the variable works contract or other relevant execution contracts.

Risks for which no party is liable or for which no counterparty can, due to their nature, take responsibility should be covered by insurance. Examples include risks related to force majeure or risks in the area of required permits (e.g., the undermining risk).

The optimal solution is to conclude key project contracts at approximately the same time so as to enable smooth allocation of all contractual risks between contractors. The consequence of not being able to allocate (absorb) a particular risk by a responsible contractor and a simultaneous inability to insure it may be, in terms of project financing, the breaking of the principle of non-recourse to the investor and the need to provide conditional financial support in the form of a bond, surety or other support instrument provided by an entity with a strong and stable financial position acceptable to the financing institution (investor).

Due to the fact that the financing collateral under the project finance formula means, as a rule, all assets belonging to the company implementing the project, as well as all cash flow streams related to the project (including future and contingent ones), it is important for the borrower's ability to obtain financing to ensure that all assets belonging to the borrower, including movables, real estate, rights and cash flows can be covered by collateral (pledges, mortgages or assignments of receivables) in favour of financing institutions. In this regard, contractual provisions in contracts with contractors regarding the prohibition of assignment (transfer) should include exceptions in favour of project financing institutions. Clearly, all assets and cash flows belonging to the borrower must remain free of any encumbrances (pledges, assignments, mortgages) in favour of third parties (i.e., entities other than project financing institutions).

Co do zasady instytucje finansowe warunkują wypłatę finansowania uzyskaniem przez projekt statusu „gotowy do budowy” (ang. *ready to build* lub RtB). Oznacza to, że audyt prawny wykonany na zlecenie instytucji finansowej powinien potwierdzać ostateczność pozwoleń na budowę, brak możliwości ich podważenia lub odległe ryzyko ich podważenia (ewentualnie braki w tym zakresie mogą być przedmiotem ubezpieczenia), tytuł do gruntu oraz jego trwałość na okres finansowania (zwykle 15–18 lat), brak toczących się postępowań, które w przypadku niekorzystnego zakończenia mogłyby spowodować wstrzymanie prac lub doprowadzić do nieukończenia projektu w wymaganym przez cPPA lub warunkach aukcyjnych (w zależności od przypadku) terminie.

W przypadku projektów opartych na umowach cPPA niezwykle istotne dla tzw. bankowości projektu będzie ograniczenie do minimum katalogu zdarzeń, które mogą uprawniać kontrahenta kredytobiorcy do wcześniejszego rozwiązania umowy cPPA oraz możliwości naliczania kar umownych. Istotne dla banków jest również zapewnienie w umowie cPPA, że potencjalne dochodzenie roszczeń przez banki wobec kredytobiorcy (w tym przejęcie kontroli nad spółką projektową przez banki lub wskazane przez nie podmioty w następstwie postępowania egzekucyjnego) nie będzie stanowić samodzielnej podstawy dla wcześniejszego rozwiązania umowy cPPA przez kontrahenta. Odmienne rozwiązanie powodowałoby brak możliwości prowadzenia efektywnej egzekucji przez bank wobec kredytobiorcy, ponieważ taka egzekucja mogłaby się wiązać z utratą przez kredytobiorcę kluczowego źródła spłaty kredytu, jakim jest długoterminowa umowa cPPA.

Co do zasady instytucje finansujące oczekują zabezpieczenia przez kredytobiorcę wydatków inwestycyjnych przed ryzykiem kursowym (wydatki inwestycyjne finansowane z kredytu w walucie innej niż waluta kredytu), jak również zabezpieczenia otrzymanego finansowania przed wahaniami zmiennej stopy procentowej. W obu przypadkach instytucje finansowe oferują odpowiednie instrumenty zabezpieczenia (instrumenty *hedgingowe*).

Charakterystycznym dla finansowania project finance elementem jest również wymaganie przez instytucje finansujące zawarcia przez kredytobiorcę z kluczowymi kontrahentami tzw. umowy bezpośredniej. Umowa bezpośrednia jest umową trójstronną zawieraną pomiędzy spółką projektową (kredytobiorcą), instytucją finansującą oraz kluczowym kontrahentem (najczęściej z dostawcą turbin będącym jednocześnie dostawcą usług serwisowych), wykonawcą robót ziemnych lub nabywcą energii na podstawie cPPA).

Celem umowy bezpośredniej zawieranej z dostawcą turbin lub wykonawcą robót ziemnych jest zapewnienie ciągłości realizacji projektu i jego ukończenie w zakładanym terminie, a w przypadku umów cPPA zapewnienie, że umowa ta będzie wykonywana przez uzgodniony okres (najczęściej okres finansowania) i nie zostanie wcześniej wypowiedziana lub rozwiązana przez nabywcę energii w przypadku wystąpienia naruszenia tej umowy przez kredytobiorcę.

As a general rule, financial institutions condition the disbursement of financing on the project achieving a ready-to-build (RtB) status. This means that a legal audit commissioned by a financial institution should confirm the finality of construction permits, the impossibility of their undermining or a remote risk of their undermining (possibly, deficiencies in this regard may be subject to insurance), the title to the land and its sustainability for the financing period (usually 15-18 years), the absence of pending proceedings that, in the case of an unfavourable decision, could cause the suspension of work, or lead to the failure to complete the project within the timeframe required by the cPPA or auction conditions (as applicable).

In the case of projects based on cPPAs, minimizing the range of events that may entitle a borrower's counterparty to early cPPA termination or the possibility to charge LDs will be extremely important for the so-called project bankability. It is also important for banks to ensure provisions in the cPPA that the potential assertion of claims by the banks against the borrower (including the assumption of control of the project company by the banks or their designated entities following enforcement proceedings) will not constitute an independent basis for early termination of the cPPA by the counterparty. A conflicting solution would result in the bank's inability to conduct effective enforcement against the borrower, as such enforcement could involve the borrower losing a key source of loan repayment, which is the long-term cPPA.

As a rule, financing institutions expect the borrower to hedge its investment expenses against exchange rate risk (investment expenses financed by a loan in a currency other than the currency of the loan) as well as to hedge the financing received against fluctuations in the variable interest rate. In both cases, financial institutions offer appropriate hedging instruments.

Also characteristic of the project finance model is financing institutions requiring the borrower to conclude a so-called direct contract with key counterparties. The direct contract is a tripartite agreement between the project company (borrower), the financing institution and the key counterparty (most often the turbine vendor (which is also the maintenance provider), the earthwork contractor or the electricity buyer under the cPPA).

The purpose of a direct contract with a turbine vendor or earthwork contractor is to ensure the continuity of the project and its completion within the assumed timeframe and, in the case of cPPAs, to ensure that the contract is performed for the agreed period (most often the financing period) and will not be terminated or cancelled prematurely by the electricity buyer in the event of a breach of the contract by the borrower.

Z naszej perspektywy na podjęcie decyzji inwestycyjnych niezwykle istotny wpływ mają cele zawarte w Polityce Energetycznej do 2040 r. oraz KPEiK, a te zgodnie z deklaracjami MKiS mają odzwierciedlać większe ambicje dekarbonizacyjne kraju i być zgodne z obecną polityką Komisji Europejskiej. Takie podejście ułatwia długoterminowe planowanie, co jest niezwykle istotne, gdy weźmiemy pod uwagę czas rozwoju projektów wiatrowych. Najbardziej znaczący wpływ na rozwój inwestycji w obszarze lądowej energetyki wiatrowej będzie mieć liberalizacja ustawy odległościowej w zgodzie z szeroko wypracowanym konsensem (500 metrów). Do pozytywnych zmian dających impuls inwestycyjny możemy zaliczyć rozwiązania umożliwiające budowę linii bezpośredniej, współdzielenia infrastruktury przyłączeniowej (*cable pooling*) i wprowadzenie nowej definicji instalacji hybrydowej. Z zainteresowaniem przyglądamy się planom wprowadzenia stref rozwoju OZE.



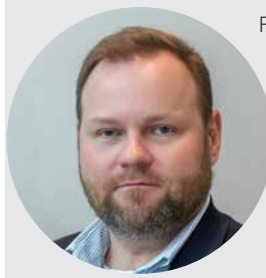
Jakub Melak
Head of Renewables
Business Development
(REX) TotalEnergies

Z perspektywy morskiej energetyki wiatrowej potrzeby inwestycyjne są bardzo ambitne, zarówno z perspektywy kapitałowej, jak i terminowej. Aby zrealizować program inwestycyjny *offshore* 18 GW do 2040 r., musimy również zapewnić odpowiednią infrastrukturę do odbioru tak dużej mocy i ilości energii, co też wymaga czasu i nakładów. Zadanie wydaje się tym trudniejsze, że istotna większość programu spoczywa na barkach dwóch polskich firm. W naszej ocenie najbardziej efektywną formą realizacji takiego programu są partnerstwa strategiczne, obejmujące nie tylko projekty *offshore* jako „stand alone”, ale również integrujące je z innymi zadaniami komplementarnymi – power to x, zielony wodór, zielony amoniak czy paliwa syntetyczne.

Transformacja energetyczna Polski to proces wielowątkowy, który powinien być rozpatrywany nie tylko w zakresie dekarbonizacji elektroenergetyki i ciepłownictwa, ale również, a może przede wszystkim, w obszarze paliwowym i gospodarczym. Jako globalna firma multienergetyczna wspieramy transformację energetyczną w wielu krajach na świecie, uczestnicząc w integracji całego łańcucha wartości. Jako TotalEnergies już uczestniczymy w transformacji energetycznej Polski, będąc największym producentem energii elektrycznej z biogazu, rozwijając i eksploatując projekty wiatrowej energetyki lądowej i PV, ale także współpracując z polskimi firmami w obszarze paliwowym. Polska jest dla nas strategicznym rynkiem w tej części Europy i chcemy, aby nasz udział w transformacji był jeszcze bardziej znaczący – stąd rozwijamy projekty wytworzenia biometanu i bardzo liczymy na możliwość współpracy przy projektach morskiej energetyki wiatrowej czy też odnawialnych paliw przyszłości, tj. zielony wodór, odnawialny gaz ziemny (e-NG) czy też paliwa syntetyczne.

Kolejnym kluczowym czynnikiem mającym niezwykle istotny wpływ na realizację nowych inwestycji jest rozwinięty lokalny łańcuch dostaw. W przypadku lądowej energetyki wiatrowej potencjał wkładu krajowego w łańcuchu dostaw dla lądowych farm wiatrowych ocenia się obecnie na 55–60%, z potencjałem wzrostu do nawet 75% (Raport Instytut Jagielloński 10.2021). Taka sytuacja sprawia, że za rozwój lądowych projektów wiatrowych czują się odpowiedzialni nie tylko inwestorzy, ale również pozostałe podmioty zaangażowane w realizację projektów.

Natomiast w obszarze *offshore* bardzo ważne jest, aby polski łańcuch dostaw (czy też *local content*) nie ograniczać tylko do projektów w Polsce, ale stwarzać takie możliwości współpracy, które angażują polskie firmy regionalnie czy globalnie. Tego typu współpraca jest najbardziej efektywna z partnerami działającymi w globalnym łańcuchu dostaw, gdyż pozwalają integrować lokalne firmy w ramach globalnego portfela.



Kamil Kobyliński
Head of Offshore
Wind Poland
TotalEnergies

From our perspective, investment decisions are extremely influenced by the goals contained in the Energy Policy 2040 and the NAPE, and these, according to the declarations of the MoE, are supposed to reflect the country's greater decarbonization ambitions and be in line with current European Commission policy. This approach facilitates long-term planning, which is crucial when we consider the timing of wind project development. The most significant impact on the development of onshore wind energy investment projects will be the liberalization of the distance act in line with the widely developed consensus (500 m). The positive changes giving a boost to investments include solutions allowing direct line construction, sharing of connection infrastructure (cable pooling) and introduction of a new definition of a hybrid facility. We are watching the plans to introduce RES development zones with interest.

From an offshore wind energy point of view, the investment needs are very ambitious, both from a capital and timing perspective. In order to implement an offshore investment program of 18 GW by 2040, we also need to ensure adequate infrastructure to receive such a large volume of power and energy, which also requires time and expenditures. The task seems all the more difficult because the vast majority of the program rests on the shoulders of two Polish companies. In our opinion, the most effective form of implementing such a program are strategic partnerships, involving not only offshore projects as 'stand alone', but also integrating them with other complementary tasks – power-to-x, green hydrogen, green ammonia or synthetic fuels.

Poland's energy transition is a multi-threaded process that should be considered not only in terms of decarbonization of the electric power and heating industry, but also, and perhaps primarily, in the fuel and economic areas. As a global multi-energy company, we support the energy transition in many countries around the world by participating in the integration of the entire value chain. As TotalEnergies, we are already contributing to Poland's energy transition, being the largest generator of electricity from biogas, developing and operating onshore wind and PV projects, but also cooperating with Polish companies in the fuel sector. Poland is a strategic market for us in this part of Europe, and we want our participation in the transformation to be even more significant – hence we are developing biomethane generation projects and very much look forward to cooperating on offshore wind power projects or renewable fuels of the future, i.e., green hydrogen, renewable natural gas (e-NG) or synthetic fuels.

Another key factor with an extremely significant impact on the implementation of new investments is a developed local supply chain. In the case of onshore wind energy, the potential for domestic contribution to the supply chain for onshore wind farms is currently estimated at 55-60%, with the potential to increase to as much as 75% (Jagiellonian Institute Report 10/2021). Such a situation makes the development of onshore wind projects feel the responsibility not only of investors but also of other actors involved in project implementation.

On the other hand, it is very important for offshore projects for the Polish supply chain (or local content) not to be limited only to projects in Poland, but to create such cooperation opportunities that involve Polish companies regionally or globally. This type of cooperation is most effective with partners operating within the global supply chain, as they allow the integration of local companies into a global portfolio.

Umowy bezpośrednie nazywane są zabezpieczeniami defensywnymi i służą temu, aby w przypadku pojawienia się naruszeń spowodowanych przez kredytobiorcę postanowień kluczowych dla projektu umowy instytucje finansowe uzyskały od kluczowych kontrahentów szansę na wypracowanie rozwiązania, które pozwoli uniknąć wcześniejszego wypowiedzenia lub rozwiązania kluczowych umów, które mogłoby skutkować nieukończeniem realizacji projektu lub pozbawieniem go umowy gwarantującej długoterminowe przychody na przewidywalnym poziomie.

Ponieważ ukończenie budowy projektu oraz generowanie przez niego przepływów pieniężnych kreują zasadniczo jedyne źródło spłaty kredytu udzielonego przez instytucje finansujące, obowiązek zawarcia umowy bezpośredniej z kontrahentami nie powinien być lekceważony przez inwestora. Obowiązek zawarcia umowy bezpośredniej przez kontrahenta warto przewidzieć już na etapie zawierania z nim umów dotyczących projektu. W scenariuszu idealnym wzór uzgodnionej z kontrahentem i instytucją finansową umowy bezpośredniej stanowił będzie załącznik do umowy z kontrahentem. Uprzednie zawarcie kluczowych umów projektowych z kontrahentami i następcza próba zawarcia umów bezpośrednich na żądanie instytucji finansujących może spowodować dodatkowe trudności, przedłużające się negocjacje i opóźnienia w realizacji projektu.

Direct agreements are called defensive hedges and serve the purpose of ensuring that, in the event of borrower-induced breaches of key project contract provisions, financial institutions get a chance from key counterparties to work out a solution to avoid early termination or cancellation of key contracts that could result in non-completion of the project or deprivation of a contract that guarantees long-term revenues at a predictable level.

Since completing project construction and its generation of cash flow essentially create the only source of repayment of the loan provided by the financing institutions, the investor's obligation to conclude a direct contract with the contractors should not be taken lightly. The contractor's obligation to conclude a direct agreement is worth anticipating already at the stage of concluding project-related contracts. In the perfect scenario, the template of the direct agreement agreed upon with the contractor and the financial institution will be an appendix to the contract with the contractor. Prior conclusion of key project contracts with contractors and subsequent attempt to conclude direct contract at the request of financing institutions may cause additional difficulties, prolonged negotiations and delays in project implementation.

3 Development i realizacja źródła

3.1. Tytuł prawny do nieruchomości

3.1.1. 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 luk 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 – pozwoli na zgodne z prawem korzystanie z wybudowanej infrastruktury oraz zapewni dostęp do nieruchomości w celu prowadzenia

Source development and implementation

3.1. Title to property

3.1.1. General comments

Investor's proper securing of the relevant legal title to land, which will enable construction work to be conducted and then the operation of all the elements that make up the infrastructure of the wind farm, is one of the most crucial issues, and at the same time one of the most important challenges at the phase of the so-called project development. Identification of the project site and the entities constituting owners of individual plots of land is done at a relatively early stage of the investment, and involves the investor approaching relevant landowners to obtain proper titles to the property. It is essential that this title be obtained for the purposes of all infrastructure elements, including transmission infrastructure, substations, access roads and exits, maneuvering and assembly yards, sweeping of neighbouring properties by turbine blades, temporary maneuvering arches, etc.

The title obtained proves the truthfulness of the statement submitted with the application for a construction permit that the investor has the right to dispose of the real estate for construction purposes, and once construction is completed, it will allow the lawful operation of the erected infrastructure and provide access to the real estate for repair and maintenance.

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 najszerszy 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 ustroju rolnego¹⁵ (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 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, jak i specyfiki związanej ze specjalnym statusem pewnych nieruchomości stanowiących własność skarbu państwa, jednostek samorządu terytorialnego lub niektórych państwowych osób prawnych.

3.1.2. 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 przez nabywców nieruchomości rolnych w posiadanie innym podmiotom 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

¹⁵ T.j. Dz.U. z 2024 r., poz. 423 ze zm.

nance of the various elements. The statement submitted by the investor on his right to dispose of the real estate for construction purposes is a prerequisite for the issuance of a construction permit, and irregularities in this regard may, under certain circumstances, constitute grounds for the resumption of proceedings for the issuance of this permit.

Despite the fact that ownership is the strongest title to land, granting the subject of this right the widest range of rights; as a rule, entrepreneurs planning to build a wind farm do not choose to acquire real estate for this purpose. As mentioned above, rights to land are secured at the initial stage of the investment, when the decision to acquire real estate could prove premature. In addition, please bear in mind the significant restrictions under the Act of 11 April 2003 on the formation of the agricultural system¹⁵ (hereinafter: the 'act on the formation of the agricultural system') related to the acquisition of agricultural real estate by entities other than an individual farmer. Nevertheless, it is possible for the object of acquisition to be the ownership of the property on which the substation is to be built. However, this is rare.

Hence, the remainder of this paper is devoted to an overview – other than ownership – of the most common legal titles applicable in practice within the industry to real estate intended for wind turbine towers and other wind farm infrastructure elements, taking into account the diversity of these elements, as well as the specifics related to the special status of certain real estate owned by the state, local government units or certain state legal entities.

3.1.2. Lease and rental agreement

The most common way of securing legal title to the land on which a wind power plant is to be built, along with the associated infrastructure, is to enter into a lease agreement. If the rights and obligations of the parties are properly formed, this is a title that allows long-term, stable use of the property and is accepted by the institutions financing the investment.

Due to restrictions under the act on formation of the agricultural system regarding the transfer of possession of agricultural real estate by purchasers of such real estate to other entities related to such real estate, under certain circumstances prior approval of the Director General of the National Center for Agricultural Support may be required before entering into a lease agreement. A lease agreement entered into without such consent (if required) is sanctioned as null and void (cf. Art. 9(1)(2) of the act on formation of the agricultural system).

Payment is among the so-called essential elements of a lease agreement. Thus, it should provide for the payment

¹⁵ Journal of Laws 2024, item 423 as amended.

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 bywa powodem identyfikacji przez doradców prawnych w odniesieniu do tak zawartej umowy ryzyka jej kwalifikacji jako umowy użyczenia. Umowa użyczenia ma natomiast przede wszystkim tę wadę, że nie zapewnia wymaganej stabilności, a to ze względu na uprawnienie po stronie oddającego nieruchomość do korzystania do żądania jej zwrotu, jeśli stanie się mu ona potrzebna z powodów nieprzewidzianych przy zawarciu umowy, nawet jeśli umowa została zawarta na czas oznaczony (art. 716 ustawy z 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny¹⁶; dalej jako: „Kodeks cywilny”). Nieodpłatność umowy może mieć również negatywne implikacje podatkowe.

Innym elementem koniecznym, wyróżniającym umowę dzierżawy, jest prawo dzierżawcy do pobierania z nieruchomości pożytków w rozumieniu Kodeksu cywilnego. Tylko możliwość pobierania takich pożytków pozwalałaby na przyjęcie, że zawarta umowa stanowi z pewnością umowę dzierżawy w rozumieniu Kodeksu cywilnego. W braku takich pożytków istniałoby ryzyko, że umowy te mogłyby zostać uznane za umowy najmu. Jako takie, po upływie lat 10 (niezależnie od tego, 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 Najwyższego¹⁷ 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.

¹⁶ T.j. Dz.U. z 2023 r., poz. 1610 ze zm.

¹⁷ Zob. np. wyrok Sądu Najwyższego z 5 października 2012 r., sygn. akt IV CSK 244/12.

of rent by the lessee also in the period before the start of construction, while during this period – due to the lack or limited use of the property by the investor – the amount may be significantly lower than the target amount. The solution, sometimes encountered in practice, of not charging rent during the initial period of the lease, is sometimes the reason for legal advisors to identify with regard to such a contract the risk of its qualification as a lending contract. On the other hand, the primary disadvantage of a lending contract is not providing the required stability, and this is due to the right on the part of the person handing-over the property for use to demand its return if it becomes required for reasons not foreseen upon the conclusion of the contract, even if the contract was concluded for a fixed period (Art. 716 of the Act of 23 April 1964. – Civil Code;¹⁶ hereinafter as: ‘Civil Code’). The nonpayment of a contract may also have negative tax implications.

Another necessary element that distinguishes a lease agreement is the tenant's right to collect benefits from the property within the meaning of the Civil Code. Only the possibility of collecting such benefits would allow one to assume that the concluded contracts certainly constitutes a lease agreement within the meaning of the Civil Code. In the absence of such benefits, there would be a risk that the contracts could be considered leases. As such, after the expiration of 10 years (regardless of whether the contract indicates a longer term), they would automatically turn into contracts of indefinite duration and could be terminated. This does not apply to contracts where the lessors can be considered entrepreneurs, as this effect would only occur, as in the case of lease contracts, after the expiration of 30 years of the contract.

The judicial decisions of the Supreme Court¹⁷ allow for the recognition of a contract that the parties have entered into as a lease agreement, which gives the lessee the right to receive income from the sale of electricity obtained by converting wind energy through a wind turbine (which are not in the nature of a natural or civil benefit), in exchange for a periodic cash benefit – as a non-named contract to which the provisions on lease may be applied accordingly. Admittedly, the Supreme Court did not prejudge the exact extent to which the provisions on lease should be applied ‘accordingly’ to these contracts, in particular, whether such appropriate application also applies to the possibility of concluding a contract for a fixed term of 30 years, if one of the parties to such a contract does not have the status of an entrepreneur. Nevertheless, if such a possibility is allowed, the question of the lessor's status as an entrepreneur in the context of the length of the contract term (10 or 30 years), after which the contract transforms into a contract of indefinite duration, subject to termination by notice, would lose its significance.

¹⁶ cons. text, Journal of Laws 2023, item 1610 as amended.

¹⁷ See, for example, the Supreme Court's judgment of 5 October 2012, ref. IV CSK 244/12.

Z perspektywy 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 nieuzyskaniem pozwolenia na budowę lub na użytkowanie, czy też 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 przedwczesnym wypowiedzeniem umowy przez nabywcę nieruchomości zostanie osiągnięty, jeśli prawa dzierżawcy zostaną ujawnione w księdze wieczystej (niezależnie od wydania nieruchomości). W celu eliminacji powyższego ryzyka inwestor powinien zatem, zgodnie z dominującą praktyką rynkową, zawrzeć umowy dzierżawy na czas oznaczony, we właściwej formie oraz zapewnić udokumentowanie wydania nieruchomości, jak też dążyć do ujawnienia praw wynikających z umów dzierżawy w księgach wieczystych prowadzonych dla dzierżawionych nieruchomości.

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. Jedyne 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.

Należy zaznaczyć, że w przypadku sprzedaży egzekucyjnej nieruchomości ochrona wynikająca z zawarcia umowy

From the perspective of the release of some wind projects to implementation, previously subject to the restrictions of the so-called 10H rule, 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, assumes significant importance for the investors themselves, purchasers of such projects, as well as for their funding. In particular, the length of the remaining lease term, the risk of termination by the lessor of the contract based on possible contractual provisions governing the consequences associated with failure to obtain a construction or occupancy permit, or failure to commence construction of the farm by a certain date, and, in the case of preliminary agreements, their effectiveness and the possibility of bringing about the conclusion of the promised lease agreement, must be verified.

According to Art. 678 in conjunction with Art. 694 of the Civil Code, if a leased property is disposed of during the term of a lease, the purchaser enters into a lease relationship instead of the seller, but may terminate the lease upon statutory notice. This right does not apply to the purchaser if the lease agreement was concluded for a definite period of time in writing and with a definite date, and the object (property) was delivered to the lessee. The same effect of legal protection against premature termination of the contract by the purchaser of the property will be achieved if the rights of the lessee are disclosed in the land register (regardless of the release of the property). Therefore, in order to eliminate the above risk, the investor should, in accordance with the prevailing market practice, conclude lease agreements for a definite period of time, in proper form, and ensure that the release of the property is documented, as well as seek to disclose the rights under lease agreements in the land and mortgage registers kept for the leased properties.

Lease agreements are much less common in industrial reality. From a legal point of view, this type of agreement seems to be an appropriate title to secure the investor's right to land, used, for example, for the purpose of access roads to wind turbines running through properties that are not leased. However, due to the aforementioned unattractiveness of the lease relationship, related to the possibility of its establishment for only 10 years (in relations with entities that do not have the status of an entrepreneur), also the properties on which the access roads serving the wind farm are located are most often subject to lease. Only exceptionally do investors seek to encumber such real estate with an easement of passage and travel for the benefit of the property (as dominant) on which the wind turbine is to be located, securing the right to exercise such an easement within the limits of the rights of the owner of the ruler's property.

It should be noted that in the case of a foreclosure sale of real estate, the protection afforded by the conclusion of

dzierżawy na czas oznaczony, z datą pewną oraz wydania nieruchomości, a nawet 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 terminu¹⁸. 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 prawnym¹⁹ – 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 ustawy z 28 lutego 2003 r. – Prawo upadłościowe²⁰ (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 wydzierżawiającego nieruchomość rolną jest stosunkowo rzadkim zjawiskiem, nie można całkowicie wykluczyć ryzyka jego wystąpienia, gdyż w aktualnym stanie prawnym ogłoszenie upadłości może również dotyczyć osób nieprowadzących działalności gospodarczej (art. 491¹ i nast. Prawa upadłościowego). Powyższe uwagi dotyczą tak umowy dzierżawy, jak i umowy najmu.

3.1.3. 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.

¹⁸ Art. 1002 zd. 2 ustawy z 17 listopada 1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego (t.j. Dz.U. z 2023 r., poz. 1550 ze zm.).

¹⁹ Art. 2a ust. 3 pkt 9 Ustawy o kształtowaniu ustroju rolnego.

²⁰ T.j. Dz.U. z 2022 r., poz. 1520 ze zm.

a lease agreement for a fixed term, with a definite date, and the surrender of the property, and even the disclosure of the tenant's rights in the land register, will not be effective. This is because there is a risk that the property will be acquired in foreclosure proceedings by persons who will then be able to terminate a lease agreement concluded for a period of more than 2 years, within 1 month of the adjudication of ownership, at one year's notice, unless the agreement provides for a shorter term.¹⁸ This is a sector-specific risk, stemming from the law and cannot be waived. Therefore, the lease agreement should provide for informational obligations on the part of the owner, allowing the tenant to monitor the owner's fulfilment of its obligations to creditors and to counteract as early as possible the consequences that would result from an enforcement sale. In the event of a threat of foreclosure, the investor should take steps to avoid an enforcement sale of the property (e.g., support the owner in repaying the debt, repay the debt and join the rights of the satisfied creditor, or even – in the current state of the law¹⁹ – purchase the property from the bailiff). It should be noted that an analogous right to terminate the lease agreement is available to the purchaser of the property being sold as part of the liquidation of the bankruptcy estate – Art. 108 of the act of 28 February 2003. – Bankruptcy Law²⁰ (hereinafter: 'Bankruptcy Law'). Moreover, under certain circumstances, also the trustee himself, with the consent of the bankruptcy judge, may terminate the lease agreement (Article 109(1) of the Bankruptcy Law). Although the declaration of bankruptcy of the lessor of an agricultural property is a relatively rare occurrence, the risk of its occurrence cannot be completely excluded, since in the current state of the law bankruptcy may also apply to non-business persons (Art. 491¹ et seq. of the Bankruptcy Law). The above comments apply to both a lease agreement and a rental agreement.

3.1.3. Transmission easement

The most advantageous for the investor and legally 'tailored' title to the land on which the power line (including a fibre optic cable) is to be placed and operated is a transmission easement, regulated by the provisions of Art. 305¹ et seq. of the Civil Code. The most common legal form of establishing a transmission easement is a declaration of intent by the landowner drawn up in the form of a notarial deed. The content of the transmission easement should allow the developer to use the property to conduct work related to the construction of power lines, their subsequent operation, as well as to enter the land to execute maintenance work, repairs, troubleshooting, and remove equipment located on the property.

¹⁸ Art. 1002, second sentence, of the act of 17 November 1964. – Code of Civil Procedure (i.e., Journal of Laws 2023, item 1550, as amended).

¹⁹ Art. 2a (3) (9) of the act on Formation of the Agricultural System.

²⁰ cons. text, Journal of Laws 2022, item 1520, as amended.

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 niewycedy 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 niewykonania przez lat 10 (art. 293 §1 w zw. z art. 305⁴ Kodeksu cywilnego). Kwestia ta nabiera doniosłości w kontekście niedawnej liberalizacji tzw. reguły 10H, w odniesieniu do powracających 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.

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 nieruchomościami²¹ 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.

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

3.1.4. 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

²¹ T.j. Dz.U. z 2023 r., poz. 344.

A properly worded transmission easement disclosed in the Land and Mortgage Register will provide the investor with a strong entitlement to use the property with priority over third-party rights disclosed later and regardless of who becomes the owner of the property. Even an enforcement sale, which in principle allows a new owner to acquire the property unencumbered, does not nullify the rights flowing from the transmission easement.

The advantages described above are demonstrated by the transmission easement regardless of whether it is established definitely (which may exceed the 30 year period characteristic for a lease) or indefinitely. It is only necessary to point out the risk of expiration of the transmission easement due to its non-exercise for 10 years (Art. 293 §1 in connection with Art. 305⁴ of the Civil Code). This issue assumes significance in the context of the recent liberalization of the so-called 10H rule, with regard to wind projects returning to the market, in which rights to land (including in the form of a transmission easement) were secured more than 10 years ago.

If the owner fails to cooperate, resulting in the inability to establish a transmission easement, the investor will have a claim to establish it for compensation, through the courts.

An alternative for the investor to the generally lengthy procedure of judicial establishment of transmission easement is to apply to the starost for a decision under Art. 124 of the Act of 21 August 1997 on real estate management (hereinafter: the "Act on real estate management")²¹ restricting the use of the property by granting permission to establish and run on the property, among other things, wires and equipment for the transmission or distribution of electricity, as well as other underground, surface or above-ground facilities and equipment necessary for the use of such wires and equipment, if the property owner does not agree. Similarly, based on Art. 124b of the Act on real estate management, the head of the district administration shall, by way of a decision, obligate the owner, perpetual usufructuary or person who has other rights in rem to the property to make the property available for the purpose of performing maintenance, repairs and troubleshooting of the aforementioned conductors and devices, if the owner does not consent to this.

The aforementioned provisions of Art. 124 and 124b of the Act on real estate management shall apply *mutatis mutandis* to real estate with an unregulated legal status.

3.1.4. Special-status properties

It is characteristic for the wind energy industry that no lease or other similar agreement or established transmission easement will be entered into for certain land owned by the public or state legal entities. The most common specific

²¹ cons. text, Journal of Laws 2023, item 344.

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 orzecnictwie²², 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 urzędnika niezwiązanego z potrzebami zarządzania drogą lub potrzebami ruchu drogowego²³, a następnie (ii) decyzja zezwalająca na zajęcie pasa drogowego w celu prowadzenia robót w pasie drogowym lub na umieszczenie w nim obiektu lub urządzenia²⁴.

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”)²⁵ – 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 ustaw²⁶ 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 niż telekomunikacyjna infrastruktura przesyłowej – kolejnych postępowań o wydanie nowych decyzji w normalnym trybie administracyjnym. Znacząco to komplikowało 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,

²² Zob. np. postanowienie Sądu Najwyższego z 27 kwietnia 2017 r., II CSK 412/16 oraz postanowienie Sądu Najwyższego z 28 sierpnia 2020 r., I CSK 20/20.

²³ Art. 39 ust. 3 Ustawy o drogach publicznych.

²⁴ Art. 40 Ustawy o drogach publicznych.

²⁵ T.j. Dz.U. z 2024 r., poz. 320 ze zm.

²⁶ Dz.U. z 2023 r., poz. 924, ze zm.

sources of the investor's right to use such property in practice concern:

■ technical infrastructure located within a public road lane

In the case of power and fibre optic lines located in public road lanes, the view has been expressed in doctrine and later in case law,²² that a limited right in rem, such as a transmission easement, cannot be established on real property constituting a public road. In such a case, the only legal instruments to secure the investor's access to these properties for the duration of the construction and operation of the power line are the following issued by the competent road manager: (i) a decision for the road load to have an embedded device not related to the needs of road management or traffic,²³ and then (ii) a decision authorizing the occupation of the road lane for the purpose of carrying out works in the road lane or placing an object or device in it.²⁴

It is worth noting that as of 29 June 2022, the amended provisions of the Public Roads Act of 21 March 1985 (hereinafter: the 'Public Roads Act') are in effect²⁵ – Art. 39 and 40 (as well as Art. 29) of that Act, as amended by the Act of 28 April 2022. on Amendments to the Act on Investments in the Liquefied Natural Gas Regasification Terminal in Swinoujście and certain other acts²⁶ introducing significant facilitations for entrepreneurs where organizational changes make it necessary to equip a different entity than the one for which the decisions 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 consent to locate technical infrastructure and to occupy a road lane to another entity. Only Art. 40e was in effect, regulating the transfer of a decision on permission to occupy a road lane issued for telecommunications infrastructure. This resulted in the need to initiate – in the event of a need to change the original addressee of decisions regarding non-telecommunications transmission infrastructure – subsequent proceedings for the issuance of new decisions under the normal administrative procedure. This significantly complicated and prolonged the time for implementation of investments initiated by the existing party to the decision. As a result of the amendment under discussion, in the current state of the law, the authority competent to issue a decision, with the consent of the party in whose favour the decision was issued, transfers the decision to another entity, which agrees to accept all the conditions set forth in the decision.

²² See, for example, the Supreme Court's decision of 27 April 2017, II CSK 412/16, and the Supreme Court's decision of 28 August 2020, I CSK 20/20.

²³ Art. 39(3) of the Public Roads Act.

²⁴ Art. 40 of the Public Roads Act.

²⁵ cons. text, Journal of Laws 2024, item 320 as amended.

²⁶ cons. text, Journal of Laws, item 924, as amended.

który wyraża zgodę na przyjęcie wszystkich warunków określonych w decyzji. Dodatkowo 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 postępowania 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. Dlatego należy krytycznie odnieść się do praktyk niektórych gmin poprzestających na udzieleniu inwestorowi zgody na umiejscowienie infrastruktury w pasie drogi wewnętrznej, w postaci oświadczenia (w zwykłej formie pisemnej). Z drugiej strony można również zaobserwować na rynku tendencję gmin do obejmowania pasów dróg wewnętrznych decyzjami administracyjnymi wydawanymi na podstawie wyżej powołanych przepisów Ustawy o drogach publicznych, co skutkuje wadliwością tych decyzji.

■ 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 wodne²⁷. 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

²⁷ T.j. Dz.U. z 2023 r., poz. 1478 ze zm.

An additional simplification is that as of the date of transfer of a decision authorizing the location in a public road lane of a third-party device not related to road management needs or traffic needs, issued pursuant to Art. 39(3) of the Public Roads Act, the entity to which such decision has been transferred assumes the rights and obligations arising from the decision authorizing the occupation of the lane for the purpose of placing a linear device in it, issued pursuant to Art. 40(1) of the Public Roads Act. 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 favour 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 issued under Art. 29 of the Public Roads Act.

It is worth noting that with regard to the location of technical infrastructure in lanes of internal roads owned by local government units (i.e., not constituting public roads), there are no legal obstacles to the establishment of a transmission easement in favour of the investor. Therefore, one should be critical of the practice of some municipalities that stop at providing the investor with consent (as a simple, written statement) to locate infrastructure in the lane of an internal road. On the other hand, as one can also observe, the market demonstrates a tendency of municipalities to subject internal road lanes with administrative decisions issued on the basis of the aforementioned provisions of the Public Roads Act, which results in the defectiveness of these decisions.

■ land covered with water

In the case of power lines located under or above land covered by waters owned by the State Treasury and administered by the State Water Holding (Państwowe Gospodarstwo Wodne Wody Polskie), a use agreement within the meaning of Art. 261 of the Act of 20 July 2017 is concluded – Water Law.²⁷ As a condition for the use of land under water for the purpose of executing a cable line, the user must have a water law permit or submit a water law notification (if required).

■ real estate in closed areas

With regard to closed areas, i.e., areas of special character for national defence and security purposes (e.g., military or railroad areas), through which transmission infrastructure related to a wind farm is sometimes routed, the conclusion of an agreement permitting the investor to use the land for such

²⁷ cons. text, Journal of Laws 2023, item 1478 as amended.

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. Umowy te często zawierane są bowiem na czas nieoznaczony, co oznacza możliwość ich rozwiązania w każdym czasie za wypowiedzeniem. W praktyce umowy te nie są również, z powodu braku zgody właściciela i niewystarczającej formy, ujawniane w księgach wieczystych.

■ fragmentów linii przesyłowych położonych na terenach należących do operatorów sieci

W zakresie fragmentów linii przesyłowych położonych na terenach należących do operatorów sieci praktyka pokazuje, że niektórzy operatorzy odmawiają ustanowienia służebności przesyłu czy nawet zawarcia jakiegokolwiek innej umowy, której przedmiotem byłoby korzystanie z gruntu operatora na potrzeby wybudowania i eksploatacji sieci należącej do inwestora. W takich sytuacjach jedyną umową wiążącą przedsiębiorcę wiatrowego z operatorem pozostaje umowa przyłączeniowa i tylko na nią w praktyce zmuszony on jest się powołać w kontekście posiadania tytułu do tego gruntu. Trzeba jednak zauważyć, że przedmiotem umowy przyłączeniowej nie jest zabezpieczenie takiego tytułu, tylko samo przyłączenie instalacji do sieci. Tym samym, co do zasady, z umowy przyłączeniowej nie wynika prawo inwestora do dysponowania nieruchomością na cele budowlane ani tym bardziej uprawnienie do dalszej eksploatacji linii przesyłowej, w tym wstępowania na grunt w celu dokonywania jej konserwacji lub naprawy.

Mimo że brak jest prawnych przeszkód do obciążenia gruntu operatora służebnością przesyłu, przekonanie operatora do ustanowienia takiej służebności w wyżej wskazanych przypadkach okazuje się na ogół niemożliwe. Niektórzy operatorzy skłonni są zawierać w miejsce służebności umowy obligacyjne, których ocena prawna jest analogiczna do tej wyrażonej już wyżej w odniesieniu do umów dotyczących gruntów na terenach zamkniętych.

infrastructure is preceded by a time-consuming process of obtaining internal approvals within the organizational structures of the entities managing these areas.

It is quite common to encounter the practice that, after obtaining the required approvals, such institutions conclude, instead of a transmission easement agreement, a lease agreement or other unnamed bond agreement for the use of property for the construction and operation of power lines, even though the content of the investor's rights actually corresponds to those that would be granted by a transmission easement. While upholding the view that the most appropriate legal relationship to regulate the investor's right to construct and operate transmission facilities is a transmission easement, these practices should be criticized. This is because they weaken the position of the investor, in particular, exposing it to the risk of early agreement termination. This is because these agreements are often concluded for an indefinite period, which means that they can be terminated at any time with notice. In practice, these contracts are also not, due to the lack of the owner's consent and insufficient form, disclosed in the land registers.

■ fragments of transmission lines located on land owned by grid operators

With regard to portions of transmission lines located on land owned by grid operators, practice shows that some operators refuse to establish a transmission easement or even to conclude any other agreement, the subject of which would be the use of the operator's land for the construction and operation of a grid owned by the investor. In such situations, the only agreement that binds the wind entrepreneur with the operator remains the connection agreement, and it is the only one that, in practice, it is forced to invoke in the context of holding title to the land. However, it should be noted that the objective of the connection agreement is not to secure such title, but only to connect the facility to the grid itself. Thus, as a rule, the investor's right to dispose of the property for construction purposes, let alone the right to continue operating the transmission line, including entering the land for maintenance or repair, does not arise from the connection agreement.

Although there are no legal impediments to encumbering an operator's land with a transmission easement, convincing an operator to establish such an easement in the cases indicated above generally proves impossible. Some operators are willing to enter into bond agreements in lieu of an easement, the legal assessment of which is analogous to that already expressed above with regard to agreements on land in closed areas.

3.1.5. Aspekty zastosowania przepisów o klauzulach abuzywnych

Nieoczywistą dla branży energetycznej nowością legislacyjną mogącą oddziaływać na umowy zawierane przez przedsiębiorców z rolnikami okazała się ustawa z 14 kwietnia 2023 r. o konsumenckiej pożyczce lombardowej²⁸, która weszła w życie 7 stycznia 2024 r. Ustawą tą zmieniono m.in. art. 385⁵ Kodeksu cywilnego, na skutek czego przepisy art. 385¹–385³ Kodeksu cywilnego znalazły zastosowanie do osób fizycznych prowadzących gospodarstwo rolne w rozumieniu art. 6 pkt 4 ustawy z 20 grudnia 1990 r. o ubezpieczeniu społecznym rolników²⁹.

Oznaczało to, że do umów zawieranych z tymi osobami fizycznymi (zwanymi w dalszej części „rolnikami”) po dniu wejścia omawianej regulacji należało stosować przepisy dotyczące niedozwolonych postanowień umownych (tzw. klauzul abuzywnych). Na gruncie Kodeksu cywilnego za klauzule abuzywne uznawane są postanowienia niezgodnione z konsumentem indywidualnie, jeśli kształtują jego prawa i obowiązki w sposób sprzeczny z dobrymi obyczajami, rażąco naruszając jego interesy. Do niezgodnionych indywidualnie należy zaliczyć postanowienia, na których treść konsument nie miał rzeczywistego wpływu, a w szczególności postanowienia przejęte ze stosowanego przez przedsiębiorcę wzorca umowy.

Skutki ww. nowelizacji dla sektora energetyki odnawialnej mogłyby okazać się bardzo istotne, ponieważ większość gruntów na potrzeby lądowych farm wiatrowych zabezpieczana jest umowami, przede wszystkim dzierżawy, zawieranyymi właśnie z rolnikami.

Należy jednak w tym miejscu wskazać, że 20 marca 2024 r. Sejm uchwalił ustawę uchylającą powyższą nowelizację Kodeksu cywilnego, która została następnie podpisana przez Prezydenta oraz ogłoszona w Dzienniku Ustaw 29 kwietnia 2024 r.³⁰ i w tymże dniu weszła w życie. Tym samym 29 kwietnia 2024 r. analizowane przepisy zostały uchylone.

Mimo tego, że omawiana regulacja okazała się epizodyczna, umowy zawierane przez przedsiębiorców z rolnikami od 7 stycznia 2024 r. do 28 kwietnia 2024 r. włącznie, mogą podlegać ocenie z perspektywy przepisów o klauzulach abuzywnych.

Może to stanowić istotne wyzwanie, ponieważ większość umów na rynku w odniesieniu do gruntów zawierana jest właśnie z rolnikami, na podstawie wzorców wypracowanych przez lata jego funkcjonowania. Niektóre istotne dla inwestorów branżowych postanowienia powszechnie pojawiające się w takich wzorach mogłyby być narażone na zarzut

²⁸ T.j. Dz.U. z 2023 r., poz. 1285, ze zm.

²⁹ T.j. Dz.U. z 2024 r., poz. 90, ze zm.

³⁰ Ustawa z 20 marca 2024 r. o zmianie ustawy – Kodeks cywilny, ustawy o kredycie konsumenckim oraz ustawy o konsumenckiej pożyczce lombardowej, Dz.U. z 2024 r., poz. 653.

3.1.5. Aspects related to the applicability of provisions on abusive clauses

A legislative innovation non – obvious to the energy industry, that could affect contracts entered into by entrepreneurs with farmers turned out to be the Act of 14 April 2023 on consumer lombard loan,²⁸ which came into force on 7 January 2024. This law amended, among other things, Art. 385(5) of the Civil Code, as a result of which the provisions of Art. 385(1) – 385(3) of the Civil Code became applicable to natural persons operating an agricultural farm within the meaning of Article 6(4) of the Act on Social Insurance of Farmers of 20 December 1990.²⁹

This meant that the provisions on prohibited contractual provisions (so-called abusive clauses) were to be applied to contracts concluded with these natural persons (hereinafter referred to as ‘farmers’) after the date of entry into force of the regulation in question. Pursuant to the Civil Code, abusive clauses are considered provisions not individually negotiated with the consumer, if they shape his rights and obligations in a manner contrary to good practice, grossly infringing the consumer’s interests. Provisions that are not individually negotiated include these on the content of which the consumer had no real influence, and, in particular, provisions taken over from the template contract used by the entrepreneur.

The effects of the aforementioned amendment on the renewable energy sector could prove very significant, as most of the land for onshore wind farms is secured by contracts, primarily leases, that are specifically concluded with farmers.

However, it should be pointed out here that on 20 March 2024, the Parliament passed a law repealing the above amendment to the Civil Code, which was subsequently signed by the President and announced in the Dziennik Ustaw (Journal of Laws) on 29 April 2024³⁰ and came into effect on that date. Thus, as of 29 April 2024, the provisions under review were repealed.

Despite the fact that the regulation in question turned out to be episodic, contracts concluded by entrepreneurs with farmers from 7 January 2024 up to and including 28 April 2024, may be subject to evaluation from the perspective of regulations on abusive clauses.

This could pose a significant challenge, since most of the contracts in the market with regard to land are concluded specifically with farmers, based on templates developed over the years of its functioning. Some provisions that are important to industry investors and that commonly appear in such templates could be vulnerable to charges

²⁸ cons. text, Journal of Laws 2023, item 1285, as amended

²⁹ cons. text., Journal of Laws 2024, item 90, as amended

³⁰ Act of March 20, 2024, amending the Civil Code Act, the Consumer Credit Act and the Consumer Lombard Loan Act, Journal of Laws 2024, item 653.

abuzywności. Przykładowo można wskazać tutaj postanowienia uprawniające dzierżawcę do przeniesienia praw i obowiązków wynikających z umowy na osobę trzecią bez konieczności uzyskiwania zgody rolnika, czy też do wypowiedzenia umowy z rolnikiem, w sytuacji gdy kontynuowanie rozwoju farmy wiatrowej zostanie przez dzierżawcę uznane za nieracjonalne ekonomicznie. Niestety, z punktu widzenia przedsiębiorcy, nie istnieje zamknięty katalog klauzul niedozwolonych, co oznacza, że każda umowa musiałaby zostać oceniona indywidualnie.

Trzeba zaznaczyć, że omawiane przepisy nie dotyczą postanowień określających główne świadczenia stron, w tym wynagrodzenie, jeżeli zostały one sformułowane w sposób jednoznaczny.

Konsekwencje uznania postanowienia umownego za niedozwolone mogłyby okazać się dotkliwe dla przedsiębiorcy energetycznego. W szczególności, zgodnie z omawianymi przepisami postanowienie takie nie wiąże konsumenta, co może mieć – w zależności od wagi danej klauzuli z perspektywy interesu inwestora – daleko idące skutki prawne.

Jakkolwiek wyżej opisana ochrona rolników okazuje się dotyczyć jedynie umów zawartych w okresie od 7 stycznia 2024 r. do 28 kwietnia 2024 r., nie można całkowicie wykluczyć, że stosowane przez przedsiębiorców w tym okresie wzorce umowne oraz oparte o nie klauzule wprowadzone do umów zawartych w tym okresie z rolnikami mogą zostać zakwestionowane z powodu występowania w nich postanowień mogących potencjalnie zostać uznane za abuzywne. Dlatego też inwestorzy powinni mieć na względzie wszystkie wynikające z tego konsekwencje prawne.

3.2. Planowanie i zagospodarowanie przestrzenne

3.2.1. Miejskowy Plan Zagospodarowania Przestrzennego/Plan ogólny

Ustawą z 7 lipca 2023 r. o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz niektórych innych ustaw³¹ („Nowelizacja UPZP”) dokonano gruntownej reformy systemu planowania przestrzennego obowiązującego w Polsce. Wprowadzono do systemu prawnego nowe narzędzia planistyczne, w tym narzędzie w postaci planu ogólnego gminy (dalej jako: „Plan ogólny”). Plany ogólne stanowią będą obligatoryjnie sporządzane akty planistyczne pokrywające teren całych gmin, z którymi badana będzie zgodność miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego (dalej jako: „MPZP”) i które będą stanowić podstawę prawną wydawania decyzji WZ.

³¹ Ustawa z 7 lipca 2023 r. o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz niektórych innych ustaw, Dz.U. z 2023 r., poz. 1688.

of abusiveness. For example, one could point to provisions entitling the lessee to transfer rights and obligations under the agreement to a third party without obtaining the farmer's consent, or to terminate the agreement with the farmer if the continuation of wind farm development is deemed economically unreasonable by the lessee. Unfortunately, from the entrepreneur's point of view, there is no closed catalogue of prohibited clauses, which means that each contract would have to be evaluated individually.

It should be noted that the provisions in question do not apply to stipulations defining the main benefits of the parties, including remuneration, if they are unambiguously formulated.

The consequences of declaring a contractual provision prohibited could prove to be severe for an energy entrepreneur. In particular, according to the regulations in question, such a provision is not binding for the consumer, which could have – depending on the importance of such a clause from the perspective of the investor's interest – far-reaching legal consequences.

Although the aforementioned described protection of farmers appears to apply only to contracts concluded in the period from 7 January 2024 to 28 April 2024, it cannot be completely ruled out that the contractual templates employed by entrepreneurs during this period and the clauses based on them introduced in contracts concluded with farmers during this period may be questioned on the grounds of containing provisions that could potentially be considered abusive. Therefore, investors should be mindful of all resulting legal consequences.

3.2. Area planning and development

3.2.1. Local Area Development Plan/General plan

By way of the Act of 7 July 2023 amending the Area Planning and Development Act and certain other laws³¹ (the APDA Amendment), a thorough reform of the area planning system in force in Poland was implemented. New planning tools were introduced into the legal system, including one in the form of a municipality's general plan (hereinafter: 'General plan'). General plans will be obligatory planning acts covering the territory of entire municipalities, with which the compatibility of local area development plans (hereinafter: 'LADP') will be examined, and which will constitute the legal basis for issuing LDC (land development conditions) decisions.

³¹ Act of 7 July, 2023, amending the Act on Area Planning and Development and certain other acts, Journal of Laws 2023, item 1688.

Docelowo plany ogólne mają zastąpić studia uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy (dalej jako: „studium”).

Obecnie znajdujemy się w okresie przejściowym, którego ramy wyznaczają przepisy Nowelizacji UPZP. W obiegu prawnym pozostają obowiązujące studia, które zachowują moc do dnia wejścia w życie planów ogólnych, przy czym nie dłużej niż do 31 grudnia 2025 r. W mocy pozostają także obowiązujące MPZP. W okresie przejściowym organy gminy zwolnione są jednak z obowiązku sporządzania MPZP lub ich zmian zgodnie z przepisami studium w zakresie lokalizacji urządzeń wytwarzających energię z OZE oraz ich stref ochronnych, których to przepisów nie stosuje się od dnia wejścia w życie Nowelizacji UPZP (tj. zasadniczo od 24 września 2023 r.).

Drugim z nowo wprowadzonych rozwiązań są zintegrowane plany inwestycyjne (dalej jako: „ZPI”) stanowiące specjalny rodzaj MPZP uchwalany przez gminę we współpracy z inwestorem.

Poniżej omówione zostały najważniejsze regulacje dotyczące poszczególnych aktów planistycznych funkcjonujących obecnie w obiegu prawnym i nowo wprowadzonych do systemu prawnego.

MPZP jest aktem prawa miejscowego, uchwalanym dla całego lub części obszaru danej gminy, który określa przeznaczenie, warunki zagospodarowania i zabudowy terenu oraz rozmieszczenie inwestycji celu publicznego. Przyjęcie nowego lub zmianę obowiązującego MPZP poprzedzać musi odpowiednio przyjęcie lub zmiana studium (z zastrzeżeniem stosowanego w okresie przejściowym braku wymogu zgodności MPZP ze studium, o którym mowa powyżej). 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 przestrzennym³², dalej jako: „UPZP”). Zgodnie z nowelizacją³³ wzmiankowanego przepisu UPZP (obowiązującą od 30 października 2021 r. do 24 września 2023 r.) podniesiono próg mocy urządzeń co do zasady objętych obowiązkiem ustalenia rozmieszczenia do 500 kW (z wyłączeniem wolnostojących urządzeń fotowol-

³² T.j. Dz.U. z 2022 r., poz. 503, ze zm.

³³ Dz.U. z 2021 r., poz. 1873.

Eventually, general plans are to replace studies of the municipality's land use conditions and directions (hereinafter: 'studies').

We are currently in a transitional period, framed by the provisions of the APDA Amendment. Existing studies remain in legal circulation, which are still in force until the effective date of the general plans, but no longer than 31 December 2025. Also in force are the existing LADPs. However, during the transitional period, municipal authorities are exempted from the obligation to develop LADPs or their amendments in accordance with the provisions of the studies with regard to the location of RES generating facilities and their protection zones, which do not apply as of the effective date of the APDA Amendment (i.e., in principle, as of 24 September 2023).

The second of the newly introduced solutions are integrated investment plans (hereinafter: 'IIPs'), which are a special type of LADP adopted by the municipality in cooperation with the investor.

The most important regulations of the various planning acts currently in legal circulation and newly introduced into the legal system are discussed below.

An LADP is a local legal act, adopted for all or part of the area of a given municipality, which determines the designation, conditions for land use and development, as well as the location of public purpose investments. Adoption of a new LADP or amendment to an existing LADP must be preceded by adoption or amendment of a study, respectively (subject to the lack of a requirement for LADP to be consistent with the study, as referred to above, which applies in the interim period). Unlike a LADP, the study does not constitute a binding act of local law, but is only an internal document expressing the municipality's spatial policy. However, the findings recorded in the study are binding when drawing up an LADP.

Pursuant to the regulation in force since 25 September 2010 to 30 October 2021, if a municipality provided for the designation of areas where RES energy-generating equipment with a capacity exceeding 100 kW would be deployed, as well as their protection zones related to restrictions on structures, and land use and development, it was a necessary element of the study – and, hence, of the LADP – to determine their deployment (in accordance with Art. 10(2a) of the Area Planning and Development Act of 27 March 2003,³² hereinafter: 'APDA'). Pursuant to the amendment³³ of the aforementioned provision of the APDA (effective from 30 October 2021 to 24 September 2023), the power threshold of devices generally subject to the siting determination obligation was raised to 500 kW (excluding freestanding photovoltaic devices with an installed electrical capacity of

³² cons. text Journal of Laws 2022, item 503, as amended.

³³ cons. text Journal of Laws 2021, item 1873.

taicznych, 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 wiatrowych³⁴ (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 wyznaczone z uwzględnieniem maksymalnej całkowitej wysokości 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.), jak i obowiązujące w tym dniu MPZP. Jednak jeżeli w takim MPZP przewiduje się lokalizację elektrowni wiatrowej, która nie spełnia wymogów odległościowych, odmawia się wydania pozwolenia na budowę oraz decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla takiej inwestycji.

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 ustaw³⁵ (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.

³⁴ T.j. Dz.U. z 2021 r., poz. 724.

³⁵ 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).

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 ones).

With the entry into force of the Act of 20 May 2016 on wind power investments³⁴ (hereinafter: the ‘Distance act’), the location of wind power plants with a capacity greater than the capacity of a micro-facility became possible only based on an LADP. Under this law, the so-called 10H rule was also introduced, stipulating that the construction of a wind power plant was allowed only at a minimum distance of 10 times the total height of the wind power plant from a residential building (or a building with a mixed function, which includes a residential). This distance also had to be maintained in the case of locating a wind farm next to forms of nature conservation and forest promotional complexes.

When developing and adopting studies and LADPs or their amendments, which provide for the location of a wind power plant in a municipality, authorities were required to take into account the minimum distance under the 10H rule. According to the provisions of the Wind Power Investment Act, a LADP had to specify the total height of a wind power plant, and at least include an area wherein no new residential buildings or buildings with a mixed function that includes a residential function may be located, while observing the statutory minimum distance, the boundaries of which are determined taking into account the maximum total height of a wind power plant specified in that LADP. The transitional provisions of this law stipulated that studies adopted before its entry into force (i.e., before 16 July 2016), as well as LADPs in effect on that date, remain valid. However, if such an LADP provides for the location of a wind power plant that does not meet the distance requirements, a construction permit and a decision on environmental conditions for such an investment shall be denied.

On 23 April 2023, the act of 9 March 2023 on amendments to the wind power plant investment act and certain other laws³⁵ (herein referred to as the ‘amendment to the Distance act’) entered into force. It maintains the general principle of locating wind power plants only on the basis of a LAD, as well as the statutory minimum distance of a wind power plant from residential buildings or buildings with a mixed function that includes a residential function, as not less than 10 times the total height of the wind power plant. However, the amendment to the Distance act stipulates that a different distance of the wind power plant may be specified in the LADP, taking into account the absolute minimum distance, i.e., 700 meters.

³⁴ cons. text, Journal of Laws 2021, item 724.

³⁵ Act of 9 March 2023 on amending the act on investments in wind power plants and certain other laws (Journal of Laws 2023, item 533).

Oprócz powyższego, przewidziano konieczność zachowania odległości elektrowni wiatrowych od sieci elektroenergetycznej najwyższych napięć, rozumianej jako linia elektroenergetyczna najwyższych napięć lub stacja elektroenergetyczna najwyższych napięć, wchodzące w skład 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.

Zdecydowano się także na wprowadzenie zakazu lokalizacji elektrowni wiatrowych na wybranych formach ochrony 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 zdecydowano się zrezygnować z obowiązku uwzględnienia w studiach ww. odległości elektrowni wiatrowych od zabudowań mieszkalnych, sieci elektroenergetycznych najwyższych napięć czy form ochrony przyrody. Ponadto zdecydowano się zdefiniować, czym jest budynek o funkcji mieszanej, wskazując, że chodzi o budynek przeznaczony na stały 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 uwarunkowaniach środowiskowych 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

In addition to the above, provision is made for the necessity of maintaining the distance of wind power plants from the high-voltage power grid, understood as a high-voltage power line or a high-voltage substation, included in the transmission grid as defined in Art. 3 item 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 total height of the wind power plant, whichever is greater.

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

In the case of locating a wind power plant, the distance will have to be counted from the demarcation line of the land, the use of which specified in the LADP allows the construction of a wind power plant. It is worth noting that it was decided to abandon the studies' obligation to take into account the aforementioned distances of wind power plants from residential buildings, high-voltage power grids or nature conservation forms. In addition, it was decided to define what a building with a mixed function is, indicating that it is a building intended for permanent human residence, in which the residential function accounts for more than half of its floor area.

An exception has been made to the aforementioned rules in the case of applying for a decision on environmental conditions or a construction permit for a wind power plant on the basis of an LADP in effect on the date of entry into force of the act on Wind Power Investment (i.e., 16 July 2016) and those for which a public hearing was held on that date. In such a case, it was pointed out that there was no obligation to examine the fulfilment of the required distance of 10 times the total height of a wind power plant from residential buildings, the requirements to maintain distance from the high-voltage power grid or distance from a form of nature conservation, as well as the prohibition of location on selected forms of nature conservation.

The amendment to the Distance act came into effect on 23 April 2023, with the exception of provisions regarding the possibility of including residents of the municipality where the wind power plant will be located in the catalogue of virtual prosumers, which will come into effect on 2 July 2024.

According to the Amendment to the Distance act, the LADP under which a wind power plant is to be located determines the maximum total height of the wind power plant, the maximum diameter of the rotor including blades, and the

z łopatomy 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 łopatomy 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 obszarze takim obowiązuje MPZP, a w przypadku odpowiedzi pozytywnej – czy obowiązujący MPZP dopuszcza lokalizację planowanej inwestycji. W przypadku braku MPZP lub postanowień wykluczających taką możliwość, konieczne będzie uchwalenie lub zmiana MPZP.

Nowelizacja Ustawy o odległościowej nałożyła dodatkowe wymogi dotyczące udostępniania informacji na etapie uchwalania lub zmiany MPZP lokalizujących elektrownie wiatrowe. Obecnie, po nowelizacji ustawą z 7 lipca 2023 r.³⁶, jest to obowiązek ogłoszenia przez publikację w prasie, wywieszenie w widocznym miejscu na terenie objętym sporządzaniem MPZP lub w siedzibie urzędu, udostępnienia informacji na stronie internetowej urzędu (o ile taką posiada) oraz w Biuletynie Informacji Publicznej, 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 sporządzania MPZP co najmniej jednego spotkania otwartego w formie spotkania

³⁶ Ustawa z 7 lipca 2023 r. o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz niektórych innych ustaw, Dz.U. z 2023 r., poz. 1688.

maximum number of wind power plants. The obligation to adopt a LADP 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 another distance, not less than 700 meters, is specified in the LADP. The justification attached to the draft resolution on accession to the preparation of an LADP providing for the location of a wind power plant shall include, in particular, 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 LADP.

In a situation where the distance of a wind power plant from a residential building or a building with a mixed function is less than 10 times the total height of the wind power plant, and extends beyond the boundaries of the municipality where the wind power plant will be located, it is necessary to also draw up a LADP in a nearby municipality, at least for an area within its territory located at a distance of no more than 700 meters from that wind power plant. Importantly, it does not necessarily have to be a municipality directly adjacent to the municipality where the wind turbine will be located, but it should be within 10 times the maximum total height of the wind turbine in question.

Thus, the selection of the location of a wind farm requires a detailed verification of the planning situation in the area, i.e., whether there is an MPZP in force in such an area, and if the answer is positive – whether the applicable LADP allows the location of the planned investment. In the absence of an LADP or provisions excluding such possibility, it will be necessary to adopt or amend an LADP.

Amendments to the Distance act imposed additional requirements for disclosing information at the stage of enacting or amending LADPs locating wind power plants. Currently, after the amendment by the Act of 7 July 2023,³⁶ it is an obligation to announce information on adopting a resolution on proceeding to draw up an LADP by publication in the press, posting in a visible place in the area covered by the LADP being drawn up or at the office, making information available on the office's website (if it has one) and in the Public Information Bulletin, in a manner customary in a given town in the municipality where the wind power plant is located, as well as in a nearby municipality. An obligation has been introduced to obtain an opinion from the mayor, president or voivode of a nearby municipality on a draft LADP drawn up for the purpose of locating a wind power plant. Residents of nearby municipalities will also be informed of the deadlines for the LADP draft opinion. It is mandatory to organize at the stage of adopting a resolution on accession to the preparation of the LADP at least one open, face-to-face meeting and at least one open meeting conducted via remote communication,

³⁶ Act of 7 July 2023, amending the Act on Area Planning and Development and certain other acts, Journal of Laws 2023, item 1688.

bezpośredniego oraz co najmniej jednego spotkania otwartego prowadzonego za pomocą środków porozumiewania się na odległość, umożliwiających zabieranie głosu, zadawanie pytań oraz składanie uwag. Następnie konieczne jest ogłoszenie o rozpoczęciu konsultacji społecznych projektu MPZP i przeprowadzenie takich konsultacji społecznych, w tym ponownie co najmniej jednego spotkania otwartego w formie spotkania bezpośredniego oraz co najmniej jednego spotkania otwartego prowadzonego za pomocą środków porozumiewania się na odległość, umożliwiających zabieranie głosu, zadawanie pytań oraz składanie uwag. W spotkaniach otwartych 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 zależać, czy projekt farmy wiatrowej zrealizowany zostanie bez ryzyk prawnych, które mogłyby w przyszłości skutkować wstrzymaniem produkcji.

Warto zwrócić uwagę, że:

- pożądanym jest, aby MPZP obejmował swym zakresem wszystkie urządzenia infrastruktury farmy wiatrowej;
- postanowienia MPZP muszą określać maksymalne parametry turbin wiatrowych (tj. maksymalną całkowitą wysokość elektrowni wiatrowej, maksymalną średnicę wirnika wraz z łopatkami oraz maksymalną liczbę elektrowni wiatrowych);
- 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/planu ogólnego 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.

allowing the public to speak, ask questions and submit comments. Subsequently, it is necessary to announce the commencement of public consultations on the draft LADP and conduct such public consultations, again including at least one open, face-to-face meeting and at least one open meeting conducted via remote communication, allowing the public to speak, ask questions and submit comments. The voivode, mayor or president of the city, its deputy or municipal secretary, a representative of the municipal urban planning and architectural commission and a representative of the investor planning an investment involving the construction or reconstruction of a wind power plant – if any shall be obliged to participate in the open meetings.

It should be added that the MPZPs in effect on the effective date of the Amendment to the Distance act remain in effect.

The provisions of the LADP are the grounds for the issuance of administrative decisions, including those that are key to the implementation of the wind farm, such as the decision on environmental conditions or the construction permit. It will therefore depend on the completion of the planning procedure whether the wind farm project will be implemented without legal risks that could result in the suspension of production in the future.

It is worth noting that:

- it is desirable for the LADP scope to include all the infrastructure facilities of the wind farm;
- the provisions of the LADP must specify the maximum parameters of wind turbines (i.e., the maximum total height of the wind turbine, the maximum diameter of the rotor including blades, and the maximum number of wind turbines);
- ensuring proper public participation is a particularly important element of the planning procedure. Failure to comply with the obligation to announce the accession to the preparation of a LADP, and to allow the local community to become acquainted with the draft LADP and to submit comments to it may result in the invalidity of the LADP;
- a material violation of the principles of preparing a study/general plan or a LADP, a material violation of the mode of their preparation, as well as a violation of the competence of the authorities in this regard, render the LADP invalid in its entirety or in part;
- within 30 days of the delivery of a resolution adopting/amending an LADP, the relevant provincial governor may declare the resolution null and void for being contrary to the law. After the expiration of this deadline, the governor may also at any time appeal against the applicable LADP to an administrative court;
- anyone whose legal interest has been violated by the enactment of an LADP may appeal against the LADP to an administrative court, demanding that it be declared

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 realizację³⁷. 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.

System planowania i zagospodarowania przestrzennego został poddany znacznym modyfikacjom na podstawie Nowelizacji UPZP, której przepisy w większości weszły w życie wraz z dniem 24 września 2023 r. Zmiany wprowadziły uproszczenie, ujednoczenie oraz przyspieszenie procedur planistycznych w Polsce. Wprowadzono plany ogólne docelowo mające zastąpić studium jako dokument, z którym badana będzie zgodność MPZP i który będzie stanowił podstawę prawną decyzji WZ. Plan ogólny będzie zawierał zarówno ustalenia dotyczące funkcji terenów dopuszczalnych do wyznaczenia w dokumentach niższego szczebla, jak i ramowe ustalenia dotyczące kształtowania zabudowy i zagospodarowania terenu, z którymi dokumenty te będą musiały zachowywać zgodność. Zgodnie z Nowelizacją UPZP, dotychczasowe studia zachowają moc do dnia wejścia w życie planu ogólnego, ale nie dłużej niż do 31 grudnia 2025 r.

Ustawodawca wprowadził 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 został uzupełniony o nowe narzędzie planistyczne, którym jest ZPI. Dzięki niemu możliwe jest 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 jest 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

invalid. The possibility of declaring the LADP invalid is not limited by a time, and the court may declare it invalid upon fulfilment of the statutory prerequisites regardless of the date of enactment of the LADP. As a rule, the legal interest to appeal against the LADP is held by the owners of properties located in the area covered by it. The owner must prove that the challenged LADP not only violates applicable law, but by violating the law simultaneously deprives him/her of certain rights or prevents exercising them.³⁷ In doing so, the owner cannot invoke a purely hypothetical situation, e.g., that due to the construction of the wind farm he/she will not be able to use the agricultural property for construction purposes in the future.

The planning and area development system has undergone significant modifications on the basis of the ADPA Amendment, the majority of the provisions of which came into force on 24 September 2023. The changes introduced simplification, unification and acceleration of planning procedures in Poland. General plans have been introduced ultimately to replace the study as the document with which the compliance of the LADP will be examined and which will form the legal basis for the decision of the LADP. The general plan will contain arrangements for the functions of the land permitted to be designated in lower-level documents, as well as framework arrangements for development and land use, with which these documents will have to be consistent. In accordance with the ADPA Amendment, the existing studies will remain in force until the date of entry into force of the general plan, but no later than 31 December 2025.

The legislator also introduced changes to the scope of the LADP, including issues related to the procedure for its adoption. It is worth noting that it is envisaged to carry out broad public participation at the stage of enacting and developing spatial planning acts instead of the stage of submitting the draft plan for public review. The range of possible forms of holding consultations has been expanded, and detailed rules for their organization have been specified.

The spatial planning system has been supplemented with a new planning tool, which is IIP. It enables enacting a special type of LADPs, consequently implementing a given investment with the participation of the investor, which was impossible under the previous legislation. It is pointed out that giving IIP the rank of an LADP will increase the participation of residents in the proceedings and will organize the rules for locating investments, introducing the condition of compliance with the general plan, as with any LADP. An IIP is enacted by the municipal council at the request of the investor, after negotiations and the conclusion of an urban planning agreement, specifying the terms and conditions of the implementation of the investment and the obligations of the parties to the agreement. If an IIP is adopted in areas

³⁷ Wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z 12 marca 2013 r., sygn. akt I OSK 1761/12.

³⁷ Judgment of the Supreme Administrative Court of 12 March 2013, ref. I OSK 1761/12.

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. Z formalnego punktu widzenia wydaje się, że ustawodawca dopuścił taką możliwość. Niemniej jednak nieokreślona pozostaje relacja pomiędzy procedurą uchwalania ZPI uregulowaną w UPZP a szczególną procedurą uchwalania planu miejscowego dla elektrowni wiatrowych uregulowaną w ustawie odległościowej. Stąd przeprowadzenie procedury ZPI dla inwestycji wiatrowej będzie mogło budzić liczne wątpliwości prawne.

Zgodnie z przepisami przejściowymi Nowelizacji UPZP, do czasu wejścia w życie planów ogólnych w gminach uchwalenie lub zmiana MPZP co do zasady będzie odbywać się zgodnie z dotychczasowymi normami UPZP dotyczącymi sposobu sporządzania MPZP oraz jego uchwalenia. Ustawodawca wyłączył jednak w tym okresie stosowanie dotychczasowego obowiązku sporządzenia projektu MPZP zgodnie z zapisami studium, jak i stwierdzenia, że MPZP nie narusza ustaleń studium w zakresie lokalizacji OZE oraz ich stref ochronnych. Wykładnia celowościowa Nowelizacji UPZP przemawia za uznaniem, że MPZP lub jego zmiany będą mogły być w okresie przejściowym uchwalane niezależnie od zapisów studium w zakresie OZE.

3.2.2. 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”) – alternatywnym do MPZP instrumentem 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 (tj. 16 lipca 2016 r.), podlegają umorzeniu, a decyzje WZ wydane przed tym dniem tracą moc – chyba że przed dniem wejścia w życie ustawy wobec inwestycji nimi objętych wszczęto postępowanie o wydanie pozwolenia na budowę.

3.2.3. Lokalizacja inwestycji celu publicznego

Choć pożądanym jest, aby MPZP obejmował wszystkie elementy infrastrukturalne farmy wiatrowej, wynikający z Ustawy 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

already covered by an LADP, the IIP will replace the existing LADP.

At the moment it is uncertain whether IIPs can be enacted for wind power investments. From a formal point of view, it seems that the legislator has allowed such a possibility. However, the relationship between the procedure for enacting IIP regulated in the ADPA and the special procedure for enacting a local plan for wind power plants regulated in the Distance act remains undefined. Hence, conducting the IIP procedure for a wind investment will likely raise numerous legal questions.

According to the transitional provisions of the ADPA Amendment, until the entry into force of general plans in municipalities, the adoption or amendment of an LADP will, in principle, follow the existing ADPA standards regarding the manner of drafting an LADP and its adoption. However, the legislator excluded during this period the application of the existing obligation to prepare a draft LADP in accordance with the provisions of the study, as well as the determination that the LADP does not violate the findings of the study with regard to the location of RES and their protection zones. A purposive interpretation of the amended ADPA supports the conclusion that it will be possible to adopt an LADP or its amendments during the transition period regardless of the provisions of the study relative to RES.

3.2.2. Land development conditions

Until the Distance Act came into force, the location of wind farms was also permitted on the basis of a decision on land development conditions (hereinafter: 'LDC decision') – an area planning instrument alternative to an LADP. This possibility was excluded by introducing the obligation to locate wind farms exclusively on the basis of an LADP. Pursuant to the transitional provisions of the Distance act, proceedings for the issuance of LDC decisions concerning wind farms initiated and not completed by the date of its entry into force (i.e., 16 July 2016) are subject to discontinuance, and LDC decisions issued prior to that date are no longer valid – unless, prior to the date of entry into force of the act, proceedings for the issuance of a construction permit were initiated against the investments covered by them.

3.2.3. Location of public purpose investments

Although it is desirable for an LADP to cover all infrastructure elements of a wind farm, the obligation under the Distance act to locate wind turbines solely on the basis of a LADP does not apply to the remaining infrastructure elements of a wind farm. In the event that such elements are located in areas where a LADP does not apply, a decision on the location of a public purpose investment (hereinafter: 'LPPI decision') may be obtained. Obtaining the aforementioned decision will be possible only for investments constituting public

Vensys działa w Polsce od 2010 r., kiedy to dostarczyliśmy pierwszą turbinę wiatrową, a od 2015 r. w formie zarejestrowanego oddziału, z własnymi strukturami serwisowymi na terenie Polski. To był dla nas zawsze rynek o strategicznym znaczeniu i pozostaje nim tym bardziej po zeszłorocznej liberalizacji reguły 10H.

Obserwujemy i częściowo obsługujemy projekty realizowane obecnie pod istniejącymi MPZP, projektowane jeszcze przed pojawieniem się restrykcji 10H. Większość z nich operuje na parametrach sprzed 2016 r., ale i w tych warunkach udaje nam się realizować dostawy turbin o mocy 3–3,5 MW. To i tak stosunkowo zaawansowane instalacje w warunkach wynikających z ówczesnych MPZP i warunków przyłączeniowych ograniczeń co do średnicy rotora, wysokości całkowitej czy mocy turbin. W przypadku braku warunków przyłączeniowych lub odmowy ich wydania przez operatora deweloperzy dążą raczej do zmiany planu miejscowego i dopuszczenia do instalacji najnowszych turbin o mocy rzędu 7–8 MW z rotorami o średnicy 170 metrów i większej.

Dostawa urządzeń starszych generacji jest z czasem coraz trudniejsza, ponieważ część z nich nie ma już zapewnionego łańcucha dostaw z racji koncentracji producentów na większych modelach. Dotyczy to w szczególności rotorów, gdzie produkcja krótkich serii starszych generacji bywa często wąskim gardłem. W Vensys utrzymujemy pełną zdolność dostaw komponentów dla elektrowni z platformy 3–4 MW z racji własnej produkcji śmigieł w Hiszpanii do rotorów o średnicy 82, 115 i 126 metrów. W Polsce, z uwagi na trudności w przyłączaniu nowych projektów, posiadanie wydanych warunków przyłączeniowych ma decydujące znaczenie. Deweloperzy decydują się z reguły na wykorzystanie posiadanych warunków przyłączenia poprzez instalację turbin starszego typu, optymalizując projekt w dostępnych granicach. W tym stadium znajduje się sporo projektów, których stopniowe oddawanie do użytku powinno rozpocząć się w latach 2025–2026.

Mamy jednak nadzieję przede wszystkim na pilne udzielenie zdolności przyłączeniowych dla nowych, najbardziej wydajnych projektów, zarówno na poziomie inwestycji sieciowych, jak i rozwiązań prawnych typu *cable pooling*, które może być szczególnie wydajne tam, gdzie przyłączono projekty PV w ostatnich latach. Dzięki silnej relacji pomiędzy Vensys a Goldwind wspólnie tworzymy platformę 7,8 MW z rotorem o średnicy 175 metrów, której prototyp został uruchomiony pod koniec 2023 r. i aktualnie jest w procesie pomiarów i certyfikacji. Rotory do tych turbin będziemy produkować także w naszej fabryce w Hiszpanii. Podobnie jak inni producenci, stawiamy na produkcję istotnej części komponentów w Europie.



Mateusz Schmidt
Branch Manager - Poland
VENSYS Energy AG

Vensys has been operating in Poland since 2010, when we delivered our first wind turbine, and since 2015 in the form of a registered subsidiary, with its own service structures in Poland. This has always been a strategically important market for us and remains so even more so after last year's liberalization of the 10h rule.

We are observing and partially servicing projects currently under existing LADPs, designed even before the 10h restriction appeared. Most of them operate under pre-2016 parameters, but even under these conditions we manage to deliver 3-3.5 MW turbines. These are still relatively advanced facilities under the conditions resulting from the then LADP and connection condition restrictions on rotor diameter, overall height or turbine capacity. In the absence of connection conditions or the operator's refusal to issue them, developers rather seek to amend the local plan and allow the installation of the latest 7–8 MW turbines with rotors of 170 m diameter and above.

The supply of older-generation equipment has become increasingly difficult over time, as some of it no longer has an assured supply chain due to manufacturers' concentration on larger models. This is especially true for rotors, where the short-cycle manufacturing of older generations is often a bottleneck. At Vensys, we maintain full component supply capacity for power plants from the 3-4 MW platform due to our in-house manufacturing of blades in Spain for 82, 115 and 126 m diameter rotors. In Poland, due to the difficulties in connecting new projects, having connection conditions issued is critical. Developers generally decide to take advantage of their connection conditions by installing older-type turbines, optimizing the project within the available limits. Quite a few projects are at this stage, with phased commissioning expected to begin in 2025–2026.

Above all, however, we hope to urgently streamline connection capacity for the most efficient new projects, both at the level of grid investment and cable pooling legal solutions, which can be particularly productive where PV projects have been connected in recent years. Thanks to the strong relationship between Vensys and Goldwind, we are jointly developing a 7.8 MW platform with a 175-meter diameter rotor, the prototype of which was launched in late 2023 and is currently under the measurement and certification process. We will also manufacture the rotors for these turbines at our factory in Spain. Like other manufacturers, we are focusing on manufacturing a significant portion of components in Europe.

stanowiących cele publiczne³⁸, 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

purposes,³⁸ provided that the conditions set forth in the ADPA are met. Technical infrastructure of a wind farm, such as a cable line, is considered a public purpose investment, according to Art. 6(2) of the act of 21 August 1997 on real

³⁸ 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.

³⁸ According to Art. 2(5) of the ADPA, a public purpose investment is an activity of local (municipality) and supra-local (district, provincial and national), as well as national (also including international and supra-regional investments), and metropolitan (including a metropolitan area) significance, regardless of the status of the entity undertaking the activity and the sources of its financing, constituting the realization of the objectives referred to in Art. 6 of the Act of 21 August 1997 on Real Estate Management.

1997 r. o gospodarce nieruchomościami³⁹, i możliwe jest uzyskanie dla niej decyzji LICP⁴⁰.

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 prawa⁴¹. Jak rozstrzygnął jednak Naczelny Sąd⁴², 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.

Zgodnie z Nowelizacją UPZP, wydanie decyzji LICP będzie możliwe pod warunkiem jej zgodności z planem ogólnym. Uzyskanie decyzji LICP na podstawie wniosków złożonych po 1 stycznia 2026 r. będzie możliwe wyłącznie po wejściu w życie planu ogólnego gminy.

4

Oddziaływanie na środowisko

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. OOS). OOS to postępowanie oceniające wpływ planowanego przedsięwzięcia na środowisko, które obejmuje weryfikację raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko (dalej jako: „Raport OOS”), 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 środowisko⁴³.

³⁹ T.j. Dz.U. 2023 r., poz. 344.

⁴⁰ 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.

⁴¹ Wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Warszawie z 19 czerwca 2013 r., sygn. akt IV SA/Wa 750/13.

⁴² Wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z 2 czerwca 2015 r., sygn. akt II OSK 2669/13.

⁴³ T.j. Dz.U. z 2022 r., poz. 1029 ze zm.

estate management,³⁹ and it is possible to obtain a LPPI decision for it.⁴⁰

It is noteworthy that prior to the introduction of the obligation to locate wind power plants on the basis of an LADP, the LPPI decision was an alternative planning instrument for generating units as well. However, as jurisprudence has determined, power generation facilities do not constitute public purpose investments. In view of this, in the jurisprudential practice of administrative courts, it happened that LPPI decisions issued for wind power plants were considered as issued in gross violation of the law.⁴¹ However, as the Supreme Administrative Court ruled,⁴² the authority's advocacy of one of the interpretations of the law presented in the case law and giving expression to this in the decision cannot be considered a gross violation of the law. In view of this, the LPPI decision issued for an investment involving the construction of a wind power plant does not suffer from the defect of gross violation of law. Mere misclassification of a wind power plant in the catalogue of public purpose investments does not justify the annulment of the final public purpose decision.

According to the ADPA Amendment, the issuance of a LPPI decision will be possible subject to its compliance with the general plan. Obtaining a LPPI decision based on applications submitted after 1 January 2026 will be possible only after the municipality's general plan comes into force.

Environmental impact

4.1. Environmental impact assessment

In the course of the proceedings for the issuance of a decision on environmental conditions (hereinafter: 'DEC'), it may be necessary to conduct an assessment of the environmental impact of a given project (so-called 'EIA'). An EIA is a procedure evaluating the impact of a planned project on the environment, which includes verifying the report on the impact of the project on the environment (hereinafter: 'EIA Report'), obtaining the required opinions and agreements, and ensuring the possibility of public participation in the proceedings, regulated by the provisions of the Act of 3 October 2008 on providing information about the environment and its protection, public participation in environmental protection and environmental impact assessments.⁴³

³⁹ cons. text., DJournal of Laws 2023, item 344.

⁴⁰ See, for example, the judgment of the Supreme Administrative Court of 4 August 2011, ref. II OSK 1133/11, and the judgment of the Supreme Administrative Court of 14 June 2019, ref. II OSK 2031/17.

⁴¹ Judgment of the Provincial Administrative Court in Warsaw of 19 June 2013, ref. IV SA/Wa 750/13.

⁴² Judgment of the Supreme Administrative Court of 2 June 2015, ref. II OSK 2669/13.

⁴³ cons. text., Journal of Laws 2022, item 1029 as amended.

Raport OOS 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 (Państwowej Inspekcji Sanitarnej oraz Państwowego Gospodarstwa Wodnego Wody Polskie) podejmuje decyzję o konieczności przeprowadzenia procedury związanej z OOS w odniesieniu do przedsięwzięcia objętego wnioskiem.

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

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

Po przedłożeniu Raportu OOS przez inwestora organ występuje o uzgodnienie warunków realizacji przedsięwzięcia oraz przesyła Raport OOS do wyspecjalizowanych organów w celu zasięgnięcia ich opinii, tj. Państwowej Inspekcji Sanitarnej oraz Państwowego Gospodarstwa Wodnego Wody Polskie. W toku uzgodnień może zdarzyć się konieczność przedstawienia przez inwestora dodatkowych wyjaśnień lub uzupełnień Raportu OOS.

Kluczowym elementem procedury OOS 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,

An EIA report is required if 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 is imposed on the investor by the authority conducting the case.

Wind power plants with a nominal capacity below 100 MW are classified as projects with a potentially significant impact on the environment. The authority, after consulting with specialized bodies (the State Sanitary Inspectorate and the State Water Holding, decides on the necessity of conducting an EIA procedure related to the project covered by the application.

The necessity to conduct an EIA is then associated with the imposition on the investor of the obligation to prepare a full EIA Report. Next, the authority determines the scope of the required EIA Report and at the same time suspends the proceedings until the full report is submitted.

The EIA Report should present a description of at least three variants for the implementation of the project, namely, the variant selected for implementation, a reasonable alternative variant, and a reasonable alternative that is most beneficial to the environment. Moreover, the EIA Report should contain information on the cumulative impacts of the projects under implementation, implemented or planned, for which the EIA was issued, located in the area where the project is planned to be implemented, and in the area of impact of the project, or whose impacts fall within the impact area of the planned project – to the extent that their impacts may lead to a cumulative impact with the planned project. It is also important to present information on the acoustic impact of the project on the environment. The EIA Report should also examine in detail the impact of the wind farm on protected areas, including Nature 2000 sites.

After the investor submits the EIA Report, the authority applies for agreeing project implementation conditions and sends the EIA Report to specialized bodies for consultation, i.e., the State Sanitary Inspectorate and the State Water Holding Wody Polskie. In the course of the arrangements, it may be necessary for the investor to present additional clarifications or supplements to the EIA Report.

A key element of the EIA procedure is also to ensure public participation in the proceedings. Actions aimed at ensuring active public participation include proper information of the public about the initiation of the proceedings and the decisions made in the course of the proceedings, making such information available in the relevant Public Information Bulletin, announcements at the authority's headquarters

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 Raplocie 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)

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.

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 nowelizacji⁴⁴, która weszła w życie z dniem 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.

⁴⁴ 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).

or announcements in the customary manner. Moreover, it is also important for the authority to provide opportunities for public consultation or to hold an administrative hearing open to the public, if this would expedite or simplify the proceedings. The authority is not obliged to grant comments and requests submitted during the procedure with public participation. However, its duty is to consider any applications submitted and to refer to the results of this procedure in the justification of the DEC.

After the successful completion of the EIA procedure described above, the authority issues a DEC, wherein it determines the conditions for implementation of the project, taking into account the requirements from the agreement provisions. When issuing the DEC, the authority takes into account the following elements: the results of opinions and agreements with specialized bodies, the findings of the EIA Report, the results of the public participation proceedings and the results of the transboundary environmental impact proceedings, if conducted.

4.2. Decision on environmental conditions (DEC)

The DEC is one of the first decisions obtained in the course of the investment and construction process related to the implementation of a wind farm. The issuance of the DEC takes place before other investment decisions, including the construction permit, are obtained. The authority competent to issue a DEC for wind power plants is the Regional Director for Environmental Protection.

The application for the issuance of a DEC should be accompanied by, among other things, a project information sheet presenting basic information about the project, a copy of the cadastral map certified by a competent authority and covering the anticipated area where the project will be implemented, and the anticipated area that will be affected by the project in the variant proposed by the applicant, or an extract from the land register or other document that allows the parties to the proceedings to be determined, as well as an excerpt and extract from the LADP.

The amendment⁴⁴, which came into force on 13 May 2021, introduced the possibility of suspending the execution of the DEC in two cases, i.e., by the body of second instance hearing the appeal, and then by the court hearing the complaint against the DEC. At the same time, withholding the execution of the DEC will result in a mandatory suspension of proceedings for, among other things, the issuance of a construction permit for the investment.

⁴⁴ Act of 30 March 2021 on amendments to 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 2021, item 784).

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 dziesięciokrotności wysokości elektrowni wiatrowej mierzonej od poziomu gruntu do najwyższego punktu budowli, wliczając elementy techniczne, w szczególności wirnik wraz z łopatom (tzw. zasada 10H).

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 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. 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

4.3. Minimum distance from protected areas

The Distance act introduced a minimum distance from a wind power plant to residential buildings or forms of nature conservation and forest promotional complexes. This distance was to be equal to or greater than ten times the height of the wind power plant measured from ground level to the highest point of the structure, including technical elements, in particular the rotor including blades (the so-called 10H rule).

As of 23 April 2023, new rules for locating wind power plants in relation to residential buildings, buildings with mixed functions, high-voltage power grids, national parks and nature reserves came into force pursuant to the Amendment to the Distance act. The principle that the location of a wind power plant can only be done on the basis of an LADP was maintained.

According to the new regulations, the distance of a wind power plant from a residential building or a building with a mixed function is to be equal to or greater than 10 times the total height of the wind power plant (the so-called 10H), unless the local zoning plan specifies a different distance, but not less than 700 meters. In turn, the distance from a high-voltage power grid is to be equal to or greater than 3 times the maximum diameter of the rotor (so-called 3D) including blades, or equal to or greater than 2 times the maximum total height of the wind power plant (so-called 2H), as specified in the local area development plan, whichever is greater. As for the distance of a wind power plant 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 distance is to be no less than 500 meters. The cited regulations apply to the location of wind power plants.

Authorities issuing DEC are obliged to examine, at the time of issuing this decision, whether the investment involving the construction of wind power plants meets the above-mentioned rules on distances from residential and mixed-function buildings. The distances from high-voltage power grids are not examined at the stage of issuing the DEC. 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 act are also important in the context of obtaining a DEC.

By virtue of the Amendment to the Distance act, an exception was introduced for applying for the issuance of a DEC covering a wind power plant based on an LADP in effect on the date the Distance act came into force (i.e., 16 July 2016) and those for which a public hearing was held on that date. In such a case, it was indicated that there is no obligation to

Jako Tauron jesteśmy właścicielami 417 MW mocy zainstalowanej w farmach wiatrowych na lądzie, a dodatkowo 150 MW jest w trakcie budowy. Nasza strategia na najbliższe lata to transformacja mixu wytwórczego w stronę OZE. Energię chcemy produkować przede wszystkim w farmach wiatrowych, elektrowniach fotowoltaicznych oraz elektrowniach wodnych. Bierzymy także udział w rozwoju morskiej energetyki wiatrowej na Bałtyku, gdzie razem z PGE rozwijamy projekt o mocy 1 GW.

Tauron posiada największą bazę klientów wśród grup energetycznych – dostarczamy energię do 6 mln odbiorców końcowych. Rozwój własnych źródeł wytwórczych OZE pozwoli nam na lepsze zaadresowanie potrzeb klientów. Widzimy także potencjał w sprzedaży zielonej energii gospodarstwom domowym, co jest odpowiedzią na rosnącą świadomość ekologiczną konsumentów.

Głównym wyzwaniem dla branży wiatrowej pozostaje ograniczona liczba nowych projektów. Nowa minimalna odległość dla farm wiatrowych, która wynosi 700 metrów, zwiększy liczbę lokalizacji, gdzie będzie możliwe wybudowanie instalacji. Analizując poszczególne projekty, zwracamy baczniejszą uwagę na czynniki takie jak: oczekiwane nakłady inwestycyjne, koszty operacyjne, lokalne warunki wietrzności, a także na aspekty techniczne, w tym rozmieszczenie turbin i długość przyłączy. Kluczowe jest również badanie *due diligence*, którego celem jest identyfikacja istotnych ryzyk prawnych.

W ostatnim okresie zauważalny jest szybki przyrost mocy ze źródeł PV. Wynika to między innymi ze spadku nakładów inwestycyjnych na tę technologię, co zwiększa jej atrakcyjność dla inwestorów.

Z drugiej strony ostatnio obserwujemy coraz częstsze przypadki odłączeń jednostek fotowoltaicznych z powodu zbyt dużej ilości energii w sieci. To zjawisko z czasem będzie się nasilać, co nie pozostanie bez wpływu na rentowność źródeł PV. Dodatkowo możemy mieć także do czynienia z niskimi lub nawet ujemnymi cenami energii w godzinach szczytowej generacji ze źródeł fotowoltaicznych, co widzimy aktualnie w krajach z bardziej rozwiniętym rynkiem OZE. W porównaniu z instalacjami fotowoltaicznymi, profil produkcji źródeł wiatrowych jest bardziej stabilny i przewiduje się, że dyskonto dla energii z wiatru w stosunku do cen rynkowych energii elektrycznej utrzyma się na podobnym poziomie w przyszłości, co przy postępie technologicznym oraz rosnącej efektywności turbin będzie korzystne dla rentowności projektów.

Kluczowy dla przyszłego rozwoju rynku OZE jest także sektor magazynowania energii, który wykazuje obiecujące perspektywy rozwoju, z wieloma projektami w fazie wstępnej. Zarówno niezależne magazyny, jak i te połączone z fotowoltaiką lub, rzadziej, z wiatrem, są coraz bardziej obecne na rynku. Oczekuje się, że nakłady inwestycyjne na magazyny energii nadal będą spadać, co będzie niezbędne dla zapewnienia ich opłacalności. W 2022 r. uruchomiliśmy system magazynowania energii elektrycznej w Cieszanowicach o mocy 3 MW i pojemności użytecznej 774 kWh oparty na ogniwach litowo-tytanowych. Magazyn współpracuje z farmą wiatrową w Lipnikach o mocy ok. 30 MW. Doświadczenia, które zdobywa Tauron w zakresie technicznej i ekonomicznej użyteczności systemu w Cieszanowicach, mogą zostać wykorzystane w innych lokalizacjach, gdzie są zainstalowane źródła OZE.

W ramach Grupy Tauron rozwijamy także projekty *cable pooling*. Pierwszym takim projektem jest budowa farmy fotowoltaicznej Postomino o łącznej mocy 90 MW. Zostanie ona przyłączona do istniejącej już farmy wiatrowej w Marszewie. Pierwsza energia elektryczna z tej elektrowni popłynie w 2025 r. W planach mamy także realizację kilku następnych projektów w formule *cable pooling*.



Michał Orłowski

Wiceprezes ds. Zarządzania Majątkiem i Rozwoju, TAURON Polska Energia
Vice President for Asset Management and Development, TAURON Polska Energia

As Tauron, we own 417 MW of onshore wind farm capacity, and an additional 150 MW under construction. Our strategy for the coming years is to transform the generation mix towards RES. We want to produce energy primarily in wind farms, photovoltaic power plants and hydroelectric power plants. We are also participating in the development of offshore wind power in the Baltic Sea, where we are constructing a 1 GW project together with PGE.

Tauron has the largest customer base among energy groups – we supply energy to 6 million end users. The development of our own RES generation sources will allow us to better address our customers' needs. We also see potential in the sale of green energy to

households, which is a response to the growing environmental awareness of consumers.

The main challenge for the wind industry remains the limited number of new projects. The new minimum distance for wind farms, which is 700 meters, will increase the number of locations where installations can be built. When analysing individual projects, we pay close attention to factors such as expected capital expenditures, operating costs, local wind conditions, as well as technical aspects, including turbine placement and connection length. Due diligence aimed at identifying relevant legal risks is also crucial.

Recently, a rapid increase in capacity from PV sources has been noticeable. This is due, among other things, to a decline in capital expenditures for this technology, which increases its attractiveness to investors.

On the other hand, we have recently recorded more and more cases of photovoltaic units being disconnected due to too much energy within the grid. This phenomenon will increase over time, consequently impacting the profitability of PV sources. In addition, we may also face low or even negative energy prices during peak generation hours from PV sources, as we are currently seeing in countries with a more developed RES market. Compared to PV facilities, the production profile of wind sources is more stable, and it is expected that the discount for wind power relative to electricity market prices will remain at a similar level in the future, which, combined with advancing technology and increasing turbine efficiency, will benefit project profitability.

Also key to the future development of the RES market is the energy storage sector, which is showing promising growth perspectives, with many projects in the preliminary stages. Both stand-alone storage and those combined with photovoltaics or, less frequently, wind, are increasingly present in the market. Capital expenditures on energy storage are expected to continue to decline, which will be necessary to ensure their profitability. In 2022, we launched an electricity storage system in Cieszanowice based on lithium-titanium cells and exhibiting a capacity of 3 MW and a useful capacity of 774 kWh. The storage cooperates with a wind farm in Lipniki with a capacity of about 30 MW. The experience that Tauron is gaining on the technical and economic utility of the system in Cieszanowice can be employed in other locations where RES sources are installed.

We are also developing cable pooling projects within the Tauron Group. The first of such projects is the construction of the Postomino photovoltaic farm with a total capacity of 90 MW. It will be connected to the existing wind farm in Marszewo. The first electricity from this power plant will flow in 2025. We also plan to implement several more cable pooling projects.

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 postępowań w sprawie wydania DŚU dla elektrowni wiatrowych, wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie Nowelizacji Ustawy odległościowej, 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 jest regulowana przepisami ustawy z 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane⁴⁵ (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 budowę⁴⁶.

Do wniosku o wydanie pozwolenia na budowę dla elektrowni wiatrowej inwestor obowiązany jest przedłożyć m.in. DŚU, 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 wiatrowej⁴⁷. 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 budowlanego⁴⁸, obowiązującej od 19 września 2020 r., wprowadzono nowy podział projektu budowlanego na projekt zagospodarowania działki lub

⁴⁵ T.j. Dz.U. z 2021 r., poz. 2351.

⁴⁶ Zob. art. 75 ust. 5 pkt 2 Ustawy OZE.

⁴⁷ 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.

⁴⁸ Ustawa z 13 lutego 2020 r. o zmianie ustawy – Prawo budowlane oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2020 r., poz. 471).

examine the fulfilment of the requirement of 10 times the total height of a wind power plant from residential buildings, or any other distance specified in the LADP. In such a case, it was indicated that it is possible to issue a DEC for a wind power plant, as long as the wind power plant investment meets the requirement to maintain a distance of not less than 700 meters from residential buildings.

In the case of proceedings for the issuance of DEC for wind power plants initiated and not completed before the effective date of the Amendment to the Distance act, the new regulations shall apply.

Construction and commissioning

5.1. Construction permit

A construction permit decision is a decision obtained in the course of the investment process that allows the commencement and conduct of construction work. The procedure for obtaining it is governed by the provisions of the Act of 7 July 1994 Construction Law⁴⁵ (hereinafter: 'Construction Law'). This decision is of key importance for investors. In order to participate in the auction for the generation of electricity from onshore wind renewable energy source facilities, it is required to present a valid construction permit.⁴⁶

With the application for a construction permit for a wind power plant, the investor is obliged to submit, among other things, a DEC, a statement on the right to dispose of the real estate intended for the location of a wind farm for construction purposes, as well as various other approvals, permits or opinions resulting from separate regulations (e.g., a water law permit, a decision on the location of a public purpose investment issued for a cable line or a decision to exclude land from agricultural production). It is worth noting that currently it is not possible to obtain a construction permit based on the LDC decision issued for a wind power plant.⁴⁷ Therefore, an investor can apply for a construction permit covering a wind power plant only if the location of the wind power plant is provided for in the LADP.

The investor is required to attach a building design to the application for a construction permit. By virtue of the amendment to the Construction Law,⁴⁸ effective from 19 September 2020, a new division of the building design into a plot or land development project, an architectural-building design and a technical project was introduced. The land

⁴⁵ cons. text Journal of Laws 2021, item 2351.

⁴⁶ See Article 75(5)(2) of the RES Act.

⁴⁷ Pursuant to Article 14(6) of the Act of May 20, 2016 on wind power plant investments, WZ decisions on wind power plants issued prior to the entry into force of the Law (i.e., July 16, 2016) shall cease to be effective, unless construction permit proceedings were initiated against the investments covered by them before that date.

⁴⁸ Act of 13 February, 2020 on amending the Act – Construction Law and some other acts (Journal of Laws 2020, item 471).

terenu, projekt architektoniczno-budowlany oraz projekt techniczny. Projekt zagospodarowania działki lub terenu oraz projekt architektoniczno-budowlany podlegają zatwierdzeniu w drodze decyzji o pozwoleniu na budowę. Natomiast projekt techniczny nie jest przedkładany, sprawdzany i zatwierdzany przez organ administracji architektoniczno-budowlanej. Składa się go do nadzoru budowlanego dopiero na etapie ubiegania się o wydanie pozwolenia na użytkowanie. Warto zaznaczyć, że projekt budowlany sporządzany według norm obowiązujących przed ww. nowelizacją mógł być dołączany do wniosku o wydanie pozwolenia na budowę do 19 września 2021 r.⁴⁹

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

⁴⁹ Art. 26 ustawy wskazanej w przypisie powyżej.

or plot development project and the architectural-building design are subject to approval through a construction permit decision. The technical design, on the other hand, is not submitted, reviewed and approved by the architectural-building authority. It is submitted to the construction supervision only at the stage of applying for an occupancy permit. It is worth noting that a building design prepared according to the standards in effect before the above-mentioned amendment could be attached to an application for a construction permit until 19 September 2021.⁴⁹

The authority will refuse to issue a construction permit for a wind power plant if the planned project does not comply with the provisions of the LADP, the environmental protection requirements set forth in the DEC, and also if the design does not meet the so-called distance requirement introduced by the provisions of the Distance act. This means that the authority will refuse to issue a construction permit for a wind power plant if that power plant is located at a distance of less than 10 times the total height of the wind power plant from residential buildings or buildings of mixed function, unless the LADP specifies a different distance, expressed in meters, but not less than 700 meters. Similarly, the authority will be obliged to refuse issuing a construction permit for a wind power plant if it does not comply with the requirement to maintain a distance from the high-voltage power grid. In addition, the architectural and building administration authority will be obliged to refuse to issue a construction permit for a given wind power plant in a situation where no LADP has been adopted in a nearby municipality for an area within 700 meters of that wind power plant, or where an LADP is in effect for that area, which allows development with residential buildings or buildings with mixed functions. It is worth noting that a construction permit is then denied for only that wind power plant for which the distance of 700 meters exceeds the boundaries of the municipality in which the wind power plant is located, and therefore not for all wind power plants provided for in the LADP.

When applying for a construction 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, and the centre is the centre of the circle inscribed on the outline of the tower of the planned wind power plant.

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

⁴⁹ Art. 26 of the law indicated in the footnote above.

Z dniem wejścia w życie Nowelizacji Ustawy odległościowej⁵⁰ (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 dziesięciokrotności 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 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 łopatomy,
- 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. opisaney zmiany kompetencyjnej powstała wątpliwość co do tego, jaki organ jest właściwy w przypadku zmiany pozwolenia na budowę wydanego przez starostę. W świetle aktualnego orzecznictwa⁵¹ 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 oddziały-

⁵⁰ Dz.U. z 2023 r., poz. 533.

⁵¹ 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.

As of the effective date of the Amendment to the Distance act⁵⁰ (i.e., 23 April 2023), an exception has been made for applying for a construction permit for a wind power plant based on LADPs in effect on the effective date of the Distance Law (i.e., 16 July 2016) and those for which a public hearing was held on that date. In such a case, it was 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 construction permit is not denied even if there is no LADP enacted in a nearby municipality for an area within 700 meters of a wind power plant. Then, it is possible to issue a construction permit for a wind power plant, as long as the wind power plant investment meets the requirement of maintaining a distance of not less than 700 meters from residential buildings. In the event that the investor will apply for a construction permit based on the above-mentioned regulation, then he is obliged to indicate in the application for a construction permit that he meets the requirement to maintain a distance of not less than 700 meters from a residential building or a building with a mixed function, attaching to the application:

- indication of the designed height of the wind turbine and the diameter of the rotor including blades,
- copy of the cadastral map covering properties located in relation to the wind power plant at a distance equal to and less than 700 meters,
- indication of the current use, including development, of properties located in relation to the wind power plant at a distance equal to and less than 700 meters,
- extract and excerpt from the local plan covering properties located in relation to the wind power plant at a distance equal to and less than 700 meters.

The architectural and building administration authority competent to issue a construction permit for wind power plants as of 16 July 2016. (i.e., from the date the Distance act came into force) is the provincial governor. Previously, construction permits for wind farms were issued by the staroste (district governor). This competency change gave rise to a doubt as to which authority is competent to amend a construction permit issued by a starost. In light of current case law,⁵¹ the competent authority in the case is the provincial governor.

The parties to the proceedings for the issuance of a construction permit are the investor, owners, perpetual usufructuaries or managers of real estate located in the area of influence of the object. The term 'facility impact area'

⁵⁰ cons. text Journal of Laws 2023 item 533.

⁵¹ Order of the Supreme Administrative Court of 8 October 2019, file number II OW 112/19, order of the Supreme Administrative Court of 13 November 2019, file number II OW 119/19, order of the Supreme Administrative Court of 13 April 2021, file number II OW 180/20.

wania 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 wiatrowej⁵². Zwrócić należy 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 administracyjnego⁵³. Oznacza to zatem, że w takim postępowaniu organ zobowiązany będzie do zawiadamiania stron o decyzjach i innych czynnościach organu administracji 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 ustaw⁵⁴, obowiązującej od 13 maja 2021 r., rozszerzono katalog podmiotów, którym przysługuje prawo wniesienia odwołania od decyzji o pozwoleniu na budowę, poprzedzonej DŚU wydaną w postępowaniu wymagającym udziału społeczeństwa. Mianowicie takie odwołanie przysługuje również organizacji ekologicznej powołującej się na swoje cele statutowe (jeżeli prowadzi ona działalność statutową w zakresie ochrony środowiska lub ochrony przyrody przez minimum 12 miesięcy przed dniem wszczęcia postępowania), także w przypadku, gdy nie brała ona udziału w postępowaniu prowadzonym przez organ pierwszej instancji, oraz stronie postępowania w sprawie wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Jednakże podkreślić należy, że przedmiotowe odwołanie przysługuje w zakresie, w jakim organ wydający pozwolenie na budowę jest związany DŚU, co wyraża się m.in. w konieczności wskazania w odwołaniu, w jakim zakresie pozwolenie na budowę jest niezgodne z DŚU lub nie uwzględnia jej postanowień.

Art. 37 ust. 1 Prawa budowlanego stanowi, że decyzja o pozwoleniu na budowę wygasa, jeżeli budowa nie została

⁵² Wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z 15 stycznia 2020 r., sygn. akt II OSK 421/18.

⁵³ T.j. Dz.U. z 2022 r., poz. 2000 ze zm.

⁵⁴ 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.

is construed to mean the area designated in the vicinity of a construction object on the basis of separate regulations, introducing related restrictions on the development of this area. The jurisprudence is of the opinion that separate regulations referred to in the definition of ‘facility impact area’ include the provisions of the Distance act, and therefore, the scope of parties to the proceedings for the issuance of a construction permit for a wind power plant should include entities located within the range of 10 times the total height of the wind power plant.⁵² It should be noted that by virtue of the Amendments to the Distance act, 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 Art. 49 of the act of 14 June 1960 – Code of Administrative Procedure⁵³ applies. This means as part of 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, another form of public announcement customary in a given 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 by virtue of an amendment to, among other things, the provisions of the Act on providing information on the environment and its protection, public participation in environmental protection and environmental impact assessments, and certain other acts,⁵⁴ effective 13 May 2021, the catalogue of entities that have the right to file an appeal against a construction permit decision preceded by a DEC issued in proceedings requiring public participation has been expanded. Namely, such an appeal is also available to an environmental organization citing its statutory objectives (if it has been carrying out statutory activities in the field of environmental protection or nature protection for a minimum of 12 months prior to the date of initiation of the proceedings), also if it did not participate in the proceedings conducted by the body of first instance, and to a party to the proceedings on the issuance of a decision on environmental conditions. However, it should be emphasized that the appeal in question is allowed to the extent to which the body issuing the construction permit is bound by the DEC, which is expressed, among other things, in the need to indicate in the appeal to what extent the construction permit is inconsistent with the DEC or does not take into account its provisions.

Art. 37(1) of the Construction Law stipulates that a construction permit decision expires if construction

⁵² Judgment of the Supreme Administrative Court of 15 January 2020, ref. II OSK 421/18.

⁵³ cons. text, Journal of Laws 2022, item 2000 as amended.

⁵⁴ Act of 30 March 2021 on 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 2021, item 784.

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 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 budowy⁵⁵.

W kontekście regulacji kluczowych dla pozwoleń na budowę należy również wspomnieć o art. 37b Prawa budowlanego, który wyłącza możliwości stwierdzenia nieważności pozwolenia na budowę w sytuacji, gdy upłynęło 5 lat od dnia doręczenia lub ogłoszenia tej decyzji. Przepis powyższy niewątpliwie znajdzie zastosowanie do pozwoleń na budowę wydanych po 19 września 2020 r. Wobec niejasności przepisów intertemporalnych, odnośnie do pozwoleń na budowę wydanych przed tą datą, tj. 19 września 2020 r., wskazać należy, że w orzecznictwie wciąż brak jest jednolitego stanowiska w tym zakresie. Aktualnie reprezentowanych jest kilka rozbieżnych poglądów. Pierwszy pogląd stanowi, iż sprawy dotyczące stwierdzenia nieważności decyzji o pozwoleniu na budowę, wszczęte i niezakończone przed 19 września 2020 r., kształtować powinny przepisy Prawa budowlanego w brzmieniu obowiązującym przed tą datą⁵⁶. Drugi pogląd stanowi zaś, iż art. 37b Prawa budowlanego ma zastosowanie także do spraw o stwierdzenie nieważności decyzji o pozwoleniu na budowę wszczętych

⁵⁵ Wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z 30 stycznia 2014 r., sygn. akt II OSK 2087/12.

⁵⁶ Wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z 11 stycznia 2023 r., sygn. akt II OSK 569/22.

has not commenced before the expiration of 3 years from the date of the decision becoming final or in the event construction has been interrupted for more than 3 years. On the other hand, the act of 20 May 2016 on investments in wind power plants introduces a special provision as to the validity of construction permits issued for wind power plants, stipulating that construction permits for wind power plants issued before the date of entry into force of the Law (i.e., 16 July 2016) and those issued on the basis of proceedings initiated and not completed by that date shall remain in force, provided that by 16 July 2021 an occupancy permit decision is issued. At the same time, the law indicates that with regard to construction permits for wind power plants for which an occupancy permit has not been issued by the aforementioned date (i.e., 16 July 2021), the 3-year period referred to above should be counted from 16 July 2021. The above gave rise to interpretive doubts as to when construction permits issued for wind power plants are valid until, i.e. whether until 16 July 2024, or also after that date, as long as the investor commences or continues construction work by that date.

In order to maintain the validity of a construction permit, preparatory work must be started within the meaning of Art. 41(2) of the Construction Law, which includes the field surveying of facilities, land levelling, development of the construction site including the construction of temporary facilities, execution of connections to the technical infrastructure network for construction purposes, and, subsequently, making an appropriate entry in the site log. According to administrative jurisprudence, the aforementioned provision contains a closed catalogue of preparatory work that condition the commencement of construction work. The performance of other preparatory work, which is not covered by this provision, cannot be considered the commencement or continuation of construction.⁵⁵

In the context of key regulations governing construction permits, mention should also be made of Art. 37b of the Construction Law, which excludes the possibility of invalidating a construction 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 19 September 2020. In view of the vagueness of the intertemporal provisions, with regard to construction permits issued before that date, i.e., 19 September 2020, it should be pointed out that there is still no unified position in the case law in this regard. Currently, several divergent views are represented. The first view is that cases concerning the annulment of a construction permit decision, initiated and not completed before 19 September 2020, should be regulated by the provisions of the Construction Law in the wording in force prior to that date.⁵⁶ The second view, on the other hand, is that Art. 37b of the Construction Law also applies to cases for

⁵⁵ Judgment of the Supreme Administrative Court of 30 January 2014, ref. II OSK 2087/12.

⁵⁶ Judgment of the Supreme Administrative Court of 11 January 2023, ref. II OSK 569/22.

i niezakończonych przed 19 września 2020 r.⁵⁷. Zidentyfikować należy także trzeci pogląd, który dopuszcza zastosowanie regulacji z art. 37b Prawa budowlanego do decyzji wydanych przed 19 września 2020 r., gdy względem nich nie toczy się jeszcze żadne nadzwyczajne postępowanie w przedmiocie stwierdzenia nieważności⁵⁸.

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, aby wystąpić o wydanie pozwolenia na budowę dla wybranych obiektów danego zamierzenia budowlanego, mogących funkcjonować samodzielnie zgodnie z przeznaczeniem (np. w odniesieniu do wybranych elektrowni wiatrowych wraz z niezbędną infrastrukturą⁵⁹). 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, niemogącego prawidłowo funkcjonować samodzielnie, zamierzenia budowlanego stanowi naruszenie prawa. Podnoszone są głosy, że nie jest możliwe rozdzielanie poszczególnych etapów procesu budowlanego i eliminowanie obowiązku uzyskania pozwolenia na budowę poszczególnych jego części, gdyż stanowiłoby to obejście prawa. Wskazuje się, że Prawo budowlane nie przewiduje możliwości formalnego podziału zamierzenia inwestycyjnego i stosowania do tak podzielonych części odmiennych przepisów ustawy dotyczących pozwolenia na budowę lub zgłoszenia⁶¹. Postępowanie o wydanie pozwolenia na budowę obejmuje całe

⁵⁷ Wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z 11 października 2023 r., II OSK 1155/22.

⁵⁸ Wyrok WSA w Warszawie z 12 stycznia 2022 r., VII SA/Wa 2074/21.

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.

annulment of construction permit decisions initiated and not completed before 19 September 2020.⁵⁷ A third view should also be identified, which allows the application of the provisions of Art. 37b of the Construction Law to decisions issued before 19 September 2020, when no extraordinary nullity proceedings are yet pending against them.⁵⁸

It should be pointed out that by virtue of the Amendment to the Distance act, it has been established that proceedings for the issuance of a construction permit for wind power plants initiated and not completed before the effective date of the Amendment to the Distance act (i.e., 23 April 2023.), as well as to assess the legitimacy of raising an objection to a notification referred to in the provisions of the Construction Law, made before the date of entry into force of the "the Amendment to the Distance act" (i.e., 23 April 2023), shall be subject to the provisions of the aforementioned amendment, with the exception of the obligation to examine the fulfilment of the required distance between wind power plants and the high-voltage power grids.

5.2. Construction work notification

As a rule, the construction permit applies to the entire construction project, which means that, essentially, one construction permit is issued for the entire wind farm covering the wind power plants together with the accompanying infrastructure, i.e., access roads, cable and fibre optic lines, assembly yards, etc. However, the investor may decide to apply for a construction permit for selected structures within a given construction project that can function independently as intended (e.g., for selected wind power plants with the necessary infrastructure⁵⁹). However, in such a case, it is required to submit a plot or land development design for the entire construction intention.⁶⁰

Therefore, it is also believed that the issuance of a construction permit based on an application covering only a part of a construction project, unable to function properly on its own, constitutes a violation of the law. It is argued that it is not possible to separate the various stages of the construction process and eliminate the obligation to obtain a construction permit for individual parts of it, as this would constitute a circumvention of the law. It is pointed out that the Construction Law does not provide for the possibility of formally dividing an investment project and applying to such divided parts different provisions of the law regarding a construction permit or notification.⁶¹ The procedure for issuing a construction permit covers the entire construction

⁵⁷ Judgment of the Supreme Administrative Court of 11 October 2023, II OSK 1155/22.

⁵⁸ Judgment of the Provincial Administrative Court in Warsaw of 12 January 2022, VII SA/Wa 2074/21.

⁵⁹ Judgment of the Provincial Administrative Court in Wrocław, 3 March 2015, ref. II SA/Wr 809/14.

⁶⁰ See Art. 33(1) of the Construction Law.

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

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

Przedmiotem postępowania zainicjowanego wnioskiem o wydanie pozwolenia na użytkowanie jest sprawdzenie, czy obiekt budowlany został wykonany zgodnie z projektem budowlanym oraz ustaleniami i warunkami określonymi w pozwoleniu na budowę. Przedmiotowe postępowanie łączy się z koniecznością przeprowadzenia przez organ nadzoru budowlanego obowiązkowej kontroli budowy. Kontrola ta obejmuje sprawdzenie zgodności wybudowanego obiektu budowlanego z projektem zagospodarowania działki lub terenu, ale także z projektem architektoniczno-budowlanym oraz projektem technicznym. Na tym etapie po raz pierwszy sprawdzany jest projekt techniczny (stanowiący – po nowelizacji Prawa budowlanego – część projektu budowlanego).

W kontekście regulacji kluczowych dla pozwoleń na użytkowanie należy również wspomnieć o art. 59h Prawa budowlanego, który wyłącza możliwości stwierdzenia nieważności pozwolenia na użytkowanie w sytuacji, gdy upłynęło 5 lat od dnia, w którym ta decyzja stała się ostateczna. Przepis powyższy niewątpliwie znajdzie zastosowanie do pozwoleń na użytkowanie wydanych po 19 września 2020 r. W stosunku zaś do pozwoleń na użytkowanie wydanych przed tą datą orzecznictwo formułuje niejednolite poglądy, analogiczne jak w przypadku przepisu art. 37b Prawa budowlanego. Pierwszy wskazuje, że do spraw wszczętych i niezakończonych przed 19 września 2020 r., dotyczących stwierdzenia

⁶² Wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Lublinie z 2 grudnia 2010 r., sygn. akt II SA/Lu 552/10.

project, even if some parts of it, if they were built separately, could be implemented based on a notification.⁶² Accordingly, it is argued that if the planned construction work is linked to the intention to build a set of buildings and construction equipment, and thus is part of a broader investment project, the implementation of which requires a construction permit, there is no possibility of applying different legal provisions on the permit or notification to such separated parts. This leads to a conclusion that, in the situation of wind farm construction, in order to avoid administrative and construction risks, it is more appropriate to apply for a construction permit covering the entire project, and not submit separate construction work notifications.

5.3. Commencing occupancy

Obtaining an occupancy permit decision is necessary for wind power plants, which are included in category XXIX of the Appendix to the Construction Law – free-standing stacks and masts, and construction parts of wind power plants. It is worth noting that before applying for an occupancy permit, the investor is required, among other things, to notify the State Sanitary Inspectorate and the State Fire Brigade of completing building construction and the intention to proceed with its use. The authorities in question take a position on the compliance of the construction of the building structure with the building design.

The object of the proceedings initiated by an application for an occupancy permit is to verify that the structure has been constructed in accordance with the building design and the arrangements and conditions set forth in the construction permit. The proceedings in question are combined with the need for the construction supervision authority to conduct a mandatory inspection of the construction site. This inspection includes checking the compliance of the built structure with the plot or land development design, and also with the architectural and building design, and the technical design. At this stage, the technical design (which is – after the amendment to the Construction Law – part of the building design) is verified for the first time.

In the context of key regulations covering occupancy permits, mention should also be made of Art. 59h of the Construction Law, which excludes the possibility of annulling an occupancy permit when 5 years have elapsed from the date on which that decision became final. The above provision, undoubtedly, will apply to occupancy permits issued after 19 September 2020. However, with regard to occupancy permits issued before that date, the case law formulates inconsistent views, analogous to the provision of Art. 37b of the Construction Law. The first one indicates that Art. 59h of the Construction Law will not directly apply to cases initiated and not completed before 19 September

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

nieważności decyzji o pozwoleniu na użytkowanie, art. 59h Prawa budowlanego wprost nie znajdzie zastosowania⁶³. Drugi natomiast stanowi, że art. 59h Prawa budowlanego ma zastosowanie także do spraw o stwierdzenie nieważności decyzji o pozwoleniu na użytkowanie wszczętych i niezakończonych przed 19 września 2020 r.⁶⁴. Ponadto warto również przytoczyć trzeci pogląd, który dopuszcza zastosowanie regulacji z art. 37b Prawa budowlanego (zatem przyjąć należałoby, że analogicznie również z art. 59h Prawa budowlanego) do decyzji wydanych przed 19 września 2020 r., gdy względem nich nie toczy się jeszcze żadne nadzwyczajne postępowanie w przedmiocie stwierdzenia nieważności⁶⁵.

Wspomnieć należy również o czasowej 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-2⁶⁶, 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”)⁶⁷ i na mocy rozporządzenia Ministra Zdrowia z 14 czerwca 2023 r. w sprawie odwołania na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej stanu zagrożenia epidemicznego⁶⁸ 1 lipca 2023 r. przestała obowiązywać. Stanowiła 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, traktowało się jak zawiadomienie o zakończeniu budowy. Jednakże Ustawa covidowa nie wyłączyła zastosowania art. 55 ust. 2 Prawa budowlanego, w związku z czym nie można było wykluczyć możliwości wystąpienia o wydanie pozwolenia na użytkowanie zamiast zawiadomienia⁶⁹. Orzecnictwo w tym zakresie wskazywało, że nie można wykluczyć wydania pozwolenia na użytkowanie w oparciu o art. 55 ust. 2 Prawa budowlanego w sytuacji, gdy strona wystąpiła z jasnym i oczywistym żądaniem wydania pozwolenia na użytkowanie w oparciu o ten tryb, co dawało organom prawo do rozważenia, czy w takiej sytuacji i jasnej regulacji Ustawy covidowej możliwe było udzielenie pozwolenia na użytkowanie w drodze decyzji, a w konsekwencji prowadzenie obowiązkowej kontroli ze wszystkimi jej konsekwencjami⁷⁰.

⁶³ Wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Warszawie z 15 lutego 2022 r., sygn. akt VII SA/Wa 1690/21.

⁶⁴ Wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z 11 października 2023 r., II OSK 1155/22.

⁶⁵ Wyrok WSA w Warszawie z 12 stycznia 2022 r., VII SA/Wa 2074/21.

⁶⁶ T.j. Dz.U. z 2023 r., poz. 201, ze zm.

⁶⁷ T.j. Dz.U. z 2021 r., poz. 2095, ze zm.

⁶⁸ Dz.U. z 2023 r., poz. 1118.

⁶⁹ Wyrok Krajowej Izby Odwoławczej z 27 czerwca 2022 r., sygn. akt KIO 1517/22.

⁷⁰ Wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Warszawie z 15 lutego 2022 r., sygn. akt VII SA/Wa 2309/21.

2020, concerning the annulment of an occupancy permit decision.⁶³The second one states that Art. 59h of the Construction Law also applies to cases on the annulment of an occupancy permit decision initiated and not completed before 19 September 2020.⁶⁴ In addition, it is also worth quoting the third view, which allows the application of the regulation from Art. 37b of the Construction Law (so it would be assumed that, by analogy, also from Art. 59h of the Construction Law) to decisions issued prior to 19 September 2020, when no extraordinary proceedings for annulment are still pending against them.⁶⁵

Mention should also be made of the temporary regulation limiting the obligation to obtain a permit decision for the use of a building, introduced by the act of 16 April 2020 on special support instruments related to the spread of the SARS-CoV-2 virus,⁶⁶ which entered into force on 18 April 2020, amending the act of 2 March 2020 on special arrangements for preventing, counteracting and combating COVID-19, other infectious diseases and emergencies caused by them (hereinafter: the ‘Covid act’)⁶⁷ and by virtue of the Decree of the Minister of Health of 14 June 2023 on revoking of the state of epidemic emergency in the Republic of Poland⁶⁸ ceased to be effective on 1 July 2023. It stipulated that during a state of epidemic emergency or a state of epidemic declared due to COVID-19, parts of the provisions on obtaining an occupancy permit (i.e., Art. 55(1)(1) and (3) of the Construction Law) did not apply, while applications for occupancy permits submitted before the effective date of the Covid act, if no decision on an occupancy permit was issued, were treated as a notice of completion of construction. However, the Covid act did not exclude the application of Art. 55(2) of the Construction Law, and therefore the possibility of applying for an occupancy permit instead of a notice could not be excluded.⁶⁹ The jurisprudence in this regard indicated that the issuance of an occupancy permit based on Art. 55(2) of the Construction Law could not be ruled out in a situation where a party made a clear and obvious request for the issuance of an occupancy permit following this mode, which gave the authorities the right to consider whether, in such a situation and upon the clear regulation of the Covid act, it was possible to grant an occupancy permit by way of a decision, and consequently conduct a mandatory inspection with all its consequences.⁷⁰

⁶³ Judgment of the Provincial Administrative Court in Warsaw, 15 February 2022, ref. VII SA/Wa 1690/21.

⁶⁴ Judgment of the Supreme Administrative Court of 11 October 2023, II OSK 1155/22.

⁶⁵ Judgment of the WSA in Warsaw of 12 January 2022, VII SA/Wa 2074/21.

⁶⁶ cons text Journal of Laws 2023 item 201, as amended.

⁶⁷ cons. text Journal of Laws 2021 item 2095, as amended.

⁶⁸ Journal of Laws 2023, item 1118.

⁶⁹ Judgment of the National Board of Appeals of 27 June 2022, file reference, KIO 1517/22.

⁷⁰ Judgment of the Provincial Administrative Court in Warsaw, 15 February 2022, ref. VII SA/Wa 2309/21.

5.4. Bezpieczeństwo eksploatacji elementów technicznych elektrowni wiatrowej

Jednym z elementów wprowadzonych Nowelizacją Ustawy odległościowej⁷¹ 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

⁷¹ Dz.U. z 2023 r., poz. 553.

5.4. Operational safety of wind power plant technical components

One of the elements introduced by the Amendment to the Distance act⁷¹ is the regulation of issues related to service activities and overhauls of technical components of a wind power plant necessary to ensure their safe operation.

A power plant operator is responsible for the safe operation of the wind power plant technical components (i.e., rotor including the blade assembly, power transmission assembly, generator, control systems and nacelle assembly including mounting and rotation mechanisms). Maintenance activities and inspections shall only apply to the above-mentioned technical elements of the wind power plant, as these are the elements the proper servicing of which is crucial to safe operation. The technical elements will be subjected to servicing activities and overhauls based on recommendations and in accordance with the frequency indicated in the operation and maintenance manual and the wind power plant's user manual. The aforementioned activities will be conducted by specialized entrepreneurs certified by the Office of Technical Inspection (hereinafter: "UDT") and entered in the register of entities performing servicing activities and overhauls of wind power plant technical elements. The register of certified entrepreneurs is kept by the President of the UDT via an ICT system. The entry is made at the request of the entrepreneur after mandatory certification by the President of the UDT. Certification of an entrepreneur involves checking and confirming the possession of appropriate authorizations to conduct servicing activities and overhauls of wind power plant technical elements, including the availability of appropriately qualified personnel.

Certification specifically includes verification of:

- meeting the minimum requirements for having personnel with the desired qualifications, experience and professional competence to conduct servicing activities and overhauls of the wind power plant (including meeting the requirements for working at heights, qualifications in terms of operation and maintenance of material handling equipment at the wind power plant, documented professional experience of at least one year in conducting servicing activities and overhauls of technical components of wind power plants, facilities designed to generate, transmit or distribute electricity or industrial facilities);
- having in place procedures for conducting servicing activities and overhauls of technical components of wind power plants (including ongoing maintenance and periodic maintenance overhauls, evacuating personnel

⁷¹ 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 posiadających 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 oraz 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 tys. PLN do 5% przychodu ukaranego, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym (lub ostatni ustalony przychód). Ustalając

from heights in emergency situations, determining and fixing malfunctions and defects, documenting maintenance activities and reporting);

- having measurement and testing equipment, in accordance with the list provided in the maintenance manual of the wind power plant, together with verification of metrological supervision (if required) in the measurement and testing equipment;
- having the equipment and facilities necessary to conduct servicing activities and overhauls.

A positive outcome of the certification allows entry in the register. In the event of a negative result, the President of the UDT shall notify the entrepreneur of the refusal. The entry in the register is valid for 5 years from its execution. It is possible to extend the validity of the entry into the register for another 5 years in the case of a positive verification result, if the entrepreneur submits an application for certification and extension of the validity of the entry to the President of the UDT, no later than 30 days before the expiry date of the entry into the register. The President of the UDT may conduct additional verification during the period of certificate validity, to this end requesting the entity entered into the register to submit clarifications or documents confirming the fulfilment of certain requirements.

There is a Board of Appeal (hereinafter: 'BoA') operating with the President of the UDT, consisting of 5 members, who are persons with knowledge and experience in certification or servicing technical elements of a wind power plant. The BoA considers appeals in cases of refused registration, deletion from the register or refused renewal of registration. The decision of the President of the UDT may be appealed against to the BoA, which shall consider it in a 3-member composition, within no more than 30 days from the date of receipt of the appeal. When considering the appeal, the BoA, may either affirm the merits of the appeal and refer the case to the President of the UDT for reconsideration or dismiss the appeal. If the appeal is dismissed, the appeal may be appealed against to the administrative court within 30 days from the date of delivery of the dismissal notice.

A fee of 150% of the average salary in the national economy announced by the President of Statistics Poland in the Official Journal 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 certification and entry into the register, as well as for certification and extending the validity of entry into the register.

In case of non-compliance with the obligation to subject technical elements of wind power plants to servicing activities and overhauls, a fine may be imposed on the power plant operator by the President of the Energy Regulatory Office, amounting from PLN 10,000 to 5% of the fined party's revenue recorded in the previous fiscal year (or the last established revenue). In determination of the amount of the

Polska ma ogromny potencjał rozwoju energii wiatrowej na lądzie oraz morzu, który stanie się kluczowym elementem naszej przyszłej infrastruktury energetycznej, co ma ogromne znaczenie dla rozwoju naszej gospodarki. Razem z rozbudową zielonych mocy powstają nowe możliwości w zakresie produkcji zielonych paliw, takich jak e-metanol czy zrównoważone paliwo lotnicze z wykorzystaniem energii odnawialnej. Te z kolei przyczynią się do dekarbonizacji innych sektorów polskiej gospodarki, które trudno zelektryfikować. Da to solidne fundamenty pod stworzenie zielonej gospodarki i wzrostu konkurencyjności firm na arenie międzynarodowej.

Już dwie polskie gminy, Barwice i Grzmiąca, wyraziły zainteresowanie rozwojem na swoim terenie instalacji wodorowych i e-metanolowych, podpisując protokół ustaleń z European Energy w sprawie możliwości realizacji projektu. Z drugiej strony popyt na e-metanol w przemyśle jest potwierdzony podpisanymi umowami przez światowych liderów, takich jak Maersk, Grupa LEGO, Novo Nordisk, Circle K, który będzie wkrótce produkowany przez European Energy w Kasso w Danii.

Nawiązane partnerstwo z Mitsubishi HC Capital, Mitsui & Co, Petrobras, TotalEnergies, Vårgrønn wzmocniło możliwości European Energy w zakresie projektów wiatrowych i e-metanolu. Produkcja zielonych paliw to bez wątpienia korzystne uzupełnienie wielkoskalowych projektów energii odnawialnej, zwłaszcza morskiej energetyki wiatrowej. Jesteśmy otwarci na nowe partnerstwa, aby ułatwić wdrożenie technologii Power-to-X, wykorzystując naszą wiedzę i doświadczenie z duńskich projektów. Wierzymy, że dzięki temu Polska stanie się liderem produkcji w Europie Środkowo-Wschodniej.

Częściowa liberalizacja zasady 10H, ograniczająca odległość między turbinami a zabudowaniami do 700 metrów, choć przyniosła szansę rozwoju nowych mocy, to nadal hamuje rozwój tej gałęzi. Wprowadzenie tej regulacji przyczyniło się do powstania luki inwestycyjnej. Konsekwencją tego jest opóźnienie efektów liberalizacji o około 5 lat. Zasadne wydaje się więc przywrócenie kompromisowej odległości 500 metrów, aby przyspieszyć rozwój energetyki wiatrowej. Ważne jest także przyspieszenie procesu uzyskiwania pozwoleń poprzez wdrożenie unijnej dyrektywy RED III, upraszczającej procedury związane z permittingiem.

Ważnym elementem systemu są także umowy zakupu energii między przedsiębiorstwami a producentami (cPPA). Otwarcie możliwości dla mniejszych podmiotów poprzez stworzenie możliwości korzystania z gwarancji kredytowych pozwoli na powstanie nowych projektów OZE. Jednocześnie równie istotne jest zadbanie o utrzymanie sprawnego systemu aukcyjnego.

Konieczne jest również przyspieszenie rozwoju magazynowania energii (BESS), które stanowi kluczowy element stabilizacji sieci energetycznej.

European Energy istnieje na polskim rynku od 2007 r., angażując się w rozwój energetyki wiatrowej i słonecznej. Traktujemy Polskę jako kluczowy rynek o nadal niewykorzystanym potencjale, zwłaszcza dla technologii wiatrowych, magazynowania energii i Power-to-X. Posiadamy obecnie 130 MW mocy zainstalowanych w OZE, a plan rozwoju na najbliższe lata to ponad 5 GW, z dwoma biurami w Warszawie i Gdyni. European Energy zapewnia pełny cykl projektowy, obejmujący rozwój, budowę, zarządzanie aktywami komercyjnymi i technicznymi. Globalnie nasze projekty mają moc 63 GW, w 25 krajach na 4 kontynentach, zatrudniając ponad 700 pracowników na całym świecie.



Olga Sypuła

Country Manager, European Energy Polska
Country Manager, European Energy Poland

Poland has huge potential for onshore and offshore wind energy development, which will become a key component of our future energy infrastructure, which is of great importance for the growth of our economy. Together with the expansion of green power, new opportunities are being created for the production of green fuels, such as e-methanol and sustainable jet fuel based on renewable energy. These, in turn, will contribute to the decarbonization of other sectors of the Polish economy that are difficult to electrify, thus providing a solid foundation for the creation of a green economy and the growing international competitiveness of the companies.

Already, two Polish municipalities, Barwice and Grzmiąca, have expressed interest in developing hydrogen and

e-methanol facilities within their territory, signing a memorandum of understanding with European Energy related to the feasibility of the project. On the other hand, industrial demand for e-methanol has been confirmed through agreement concluded by global leaders such as Maersk, LEGO Group, Novo Nordisk, Circle K. The fuel will soon be produced by European Energy in Kasso, Denmark.

Established partnerships with Mitsubishi HC Capital, Mitsui & Co, Petrobras, TotalEnergies, Vårgrønn have strengthened European Energy's capabilities in relation to wind and e-methanol projects. Green fuel production is undoubtedly a beneficial complement to large-scale renewable energy projects, especially offshore wind. We are open to new partnerships to facilitate the implementation of power-to-X technology using our knowledge and experience from Danish projects. We believe that this will make Poland a production leader in Central and Eastern Europe.

The partial liberalization of the 10H rule, limiting the distance between turbines and buildings to 700 meters, although providing an opportunity for the development of new capacity, continues to hinder the development of the industry. The introduction of this regulation has contributed to an investment gap. The consequence is that the effects of liberalization have been delayed by about 5 years. Therefore, it seems reasonable to restore the compromise distance of 500 meters to accelerate the development of wind power. It is also important to speed up the permitting process by implementing the EU RED III directive, simplifying permitting procedures.

Power purchase agreements between companies and generators (cPPAs) are also an important part of the system. Opening up opportunities for smaller entities by creating the possibility of employing loan guarantees will allow new RES projects to emerge. At the same time, it is equally important to ensure that an efficient auction system is maintained.

It is also required to accelerate the development of energy storage (BESS), which is a key element in stabilizing the power grid.

European Energy has been on the Polish market since 2007, engaging in the development of wind and solar energy. We view Poland as a key market with still untapped potential, especially for wind, energy storage and power-to-X technologies. We currently have 130 MW of installed RES capacity, and the development plan for the coming years exceeds 5 GW. We also have two offices. One in Warsaw and one in Gdynia. European Energy covers the full project cycle, including development, construction, commercial and technical asset management. In global terms, our projects have a capacity of 63 GW, in 25 countries on 4 continents, with more than 700 employees worldwide.

wysokość kary pieniężnej, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki bierze pod uwagę doniosłość i okoliczności naruszenia prawa, stopień przyczynienia się strony, na którą jest nakładana kara pieniężna, do powstania naruszenia prawa oraz jej dotychczasowe zachowanie i 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 obowiązek.

Na mocy Nowelizacji Ustawy odległościowej, od 23 kwietnia 2024 r. czynności i przeglądy serwisowe elementów technicznych elektrowni wiatrowej może wykonywać przedsiębiorca, który został wpisany do rejestru prowadzonego przez Prezesa UDT. Rejestr podmiotów wykonujących czynności i przeglądy serwisowe elementów technicznych elektrowni wiatrowej prowadzony przez Prezesa UDT jest publicznie dostępny na stronie internetowej UDT.

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 2022 r. liczba odmów przyłączenia do sieci wyniosła 7023, co przekłada się na łączną moc nieprzyłączoną do sieci o wartości 51 058,994 MW. W 2022 r. odnotowano wzrost odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej o 87,23% w stosunku do 2021 r. W odniesieniu do łącznej mocy przyłączeniowej wzrost ten wyniósł 253,32%⁷². 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

⁷² Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, kwiecień 2023.

fine, the President of the Energy Regulatory Office shall take into 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 behaviour and financial capabilities. The President of the Energy Regulatory Office may refrain from imposing a monetary fine if the gravity of the violation of the law is negligible, and the party has ceased to violate the law or has fulfilled an obligation.

Pursuant to the Amendment to the Distance act, as of 23 April 2024, servicing activities and overhauls of technical elements of a wind power plant may be conducted by an entity that has been entered in the register kept by the President of the UDT. The Register of entrepreneurs conducting servicing activities and overhauls of technical elements of a wind power plant kept by the President of the UDT is publicly available on the UDT website.

Grid connection

6.1. Connection conditions

The main factor determining the development of the wind energy sector in Poland and having a decisive impact on its ultimate potential is the ability to connect and feed energy generated by wind farms into the power system. The problem of connecting new units has been particularly evident in recent years. In 2022, the number of grid connection refusals amounted to 7023, which translates into a total unconnected capacity of 51,058.994 MW. In 2022, grid connection refusals increased by 87.23% compared to 2021. In terms of total connected capacity, the increase was 253.32%.⁷² Under the current conditions of development, this is one of the main factors determining the success of the projects implemented in the renewable energy sector in Poland. Ensuring that RES facilities can be connected to the grid as part of new projects is the point at which the future of the project and the success of its implementation is determined.

Therefore, it is crucial for each investor to obtain the conditions for connecting a wind farm to the grid, and then to conclude an appropriate agreement that will guarantee its connection. The process of connecting the installation to the grid consists of these two stages (obtaining the connection conditions and, in turn, concluding the connection agreement).

The Energy Law stipulates that energy companies engaged in energy transmission or distribution (i.e., transmission system operator and distribution system operators, respectively) are under a so-called public-law obligation to connect to the grid. This manifests itself in the obligation of the energy company to conclude a grid connection agreement

⁷² Report on the activity of the President of the Energy Regulatory Office, April 2023.

do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z ubiegającym się o to podmiotem, jeżeli spełnia on określone przepisami prawa warunki przyłączenia do sieci. Przyłączenie następuje na zasadach równoprawnego traktowania, jednak w pierwszej kolejności, z uwagi na preferencyjne traktowanie, przyłączane są instalacje OZE.

Obowiązek przyłączenia do sieci nie ma charakteru bezwarunkowego, dla jego realizacji muszą istnieć techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci. Wnioskodawca musi spełniać warunki przyłączenia oraz być w posiadaniu tytułu prawnego do korzystania z nieruchomości bądź obiektu, do którego energia ma być dostarczana⁷³. 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 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego⁷⁴. 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 uzasadniona⁷⁵. 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

⁷³ Art. 7 ust. 1 oraz ust. 3 Prawa energetycznego.

⁷⁴ Dz.U. z 2023 r., poz. 819 z późn. zm.

⁷⁵ Tak m.in. Sąd Najwyższy w wyroku z 22 maja 2014 r., III SK 51/13.

with an applicant for connection, if the applicant meets the conditions for grid connection stipulated by law. Connection follows an equal treatment basis, but RES facilities are connected first, due to preferential treatment.

The obligation to connect to the grid is not unconditional. Technical and economic conditions for connection to the grid must exist. The applicant must meet the connection conditions and be in possession of a legal title to occupy the property or facility to which the energy is to be supplied.⁷³ In order to successfully apply for connection conditions for a wind farm, it is also necessary to submit an excerpt and extract from an LADP confirming the admissibility of the location of this source within the area covered by the planned investment.

Formally, the grid connection procedure begins when the investor submits an application for the determination of connection conditions. Connection conditions are valid for 2 years from the date of their delivery, and during the period of their validity they constitute a conditional obligation of the electricity company to conclude a grid connection agreement. 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 dated 22 March 2023 on detailed conditions for the operation of the electric power system.⁷⁴ The final conclusion of the agreement, however, will depend on the occurrence of economic and technical conditions, as well as on the investor's fulfilment of the parameters specified in the connection terms and conditions themselves.

Both the technical and economic conditions for connection should be analysed on a case-specific basis in relation to the individual facility covered by the application for connection to the grid, and it is in such outlined circumstances that the utility should assess whether it is technically feasible to implement the connection and whether it is economically justified.⁷⁵ The current legislation lacks a statutory definition of technical and economic conditions, so power companies have a certain discretion in their assessment, but this does not mean complete freedom. In each case this assessment should be made following the equal treatment principle.

6.2. Power grid connection agreement

Just as in the case of the mandatory elements of the application for the issuance of connection conditions, when it comes to a grid connection agreement, the legislator lists a number of provisions that must be obligatorily included therein. These include the deadline for the connection, the

⁷³ Art. 7 (1) and (3) of the Energy Law.

⁷⁴ Journal of Laws 202, item 819, as amended.

⁷⁵ This is the case, among others, of the Supreme Court in its 22 May 2014 ruling, III SK 51/13.

realizacji przyłączenia, wysokość opłaty za przyłączenie czy warunki udostępnienia nieruchomości w celu budowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia⁷⁶. W przypadku przyłączania instalacji odnawialnego źródła energii, a zatem również farm wiatrowych, umowa zawierająca 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 umowy⁷⁷.

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 Energetyki⁷⁸. 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 opłaty⁷⁹. 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 przyłączenie⁸⁰.

Z wejściem w życie nowelizacji Prawa energetycznego⁸¹ katalog postanowień umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej jednostki wytwórczej został rozszerzony o postanowienia uprawniające operatorów systemu do ograniczania gwarantowanej mocy przyłączeniowej lub wprowadzania ograniczeń operacyjnych, skutkujących brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej, w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebo-

connection fee or the conditions for providing access to real estate for the construction of a network necessary for the connection.⁷⁶ In the case of connecting renewable energy source facilities, and thus, also wind farms, the agreement shall contain additional provisions on the date of first energy delivery. For onshore wind farms, this deadline may not be longer than 48 months counted from the date of the agreement. Failure to meet such a deadline shall constitute grounds for termination of the agreement.⁷⁷

However, the RES Act provides a mechanism for extending the deadline for the first delivery of electricity to the grid for projects that have won the auction. System operators are required to adjust the deadline in connection agreements for winning projects, so that they are in line with the deadlines from the auction (for onshore wind – 33 months from the end of the auction). To this end, annexes to connection contracts should be concluded so that the contracts do not expire before the deadline for project start-up.

However, in the event that a grid connection agreement is refused, the provisions of the Energy Law require an energy company (engaged in electricity transmission or distribution) to notify in writing both the applicant and the President of the Energy Regulatory Office.⁷⁸ In the event that the energy company refuses to connect to the grid due to a lack of economic conditions, it may conclude a grid connection agreement, stipulating the connection fee in the amount agreed with the entity applying for grid connection. When notifying about refused grid connection, the utility company shall also provide the estimated amount of the fee, together with information about the possibility of requesting the presentation of the method of calculating this fee.⁷⁹ In addition, in the case of a refusal to conclude an agreement, both the investor and the utility company may apply to the President of the Energy Regulatory Office for a dispute settlement in relation to the refusal to conclude the connection agreement.⁸⁰

With the entry into force of the amendment to the Energy Law,⁸¹ the catalogue of provisions of the contract for connecting a generating unit to the power grid was expanded to include provisions authorizing system operators to limit the guaranteed connection capacity or to introduce operational limitations, resulting in the absence of guarantees of reliable electricity supply, in order to balance the supply of electricity with the demand for electricity or to ensure the security of operation of the power grid, in accordance

⁷⁶ Art. 7 ust. 2 Prawa energetycznego.

⁷⁷ Ibidem, art. 7 ust. 2a.

⁷⁸ Ibidem, art. 7 ust. 1¹.

⁷⁹ Ibidem, art. 7 ust. 1² w zw. z ust. 9.

⁸⁰ Ibidem, art. 8 ust. 1.

⁸¹ Art. 7 ust. 2e dodany przez art. 1 pkt 14 lit. b ustawy z 28 lipca 2023 r. (Dz.U.2023.1681) zmieniającej nin. ustawę 7 września 2023 r.

⁷⁶ Art. 7(2) of the Energy Law.

⁷⁷ Ibid, Art. 7(2a).

⁷⁸ Ibid, Art. 7(1)¹.

⁷⁹ Ibid, Art. 7(1)² in conjunction with paragraph 9.

⁸⁰ Ibid, Art. 8(1).

⁸¹ Art. 7 (2e) added by Art.1 (14) (b) of the act of 28 July 2023 (cons. text Journal of Laws 2023.1681) amending the present act as of 7 September 2023.

waniem na tę energię lub zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, zgodnie z warunkami określonymi odpowiednio w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej lub instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej.

Istotną zmianą Prawa energetycznego przeprowadzoną w 2023 r.⁸² jest wprowadzenie podstawy prawnej dopuszczającej tzw. przewymiarowanie instalacji odnawialnego źródła energii. Zgodnie z obowiązującym od 1 października 2023 r. brzmieniem art. 7 ust. 1 Prawa energetycznego w przypadku przyłączenia źródła moc przyłączeniowa tego źródła może być mniejsza lub równa jego mocy zainstalowanej elektrycznej. Dotychczas kwestia ta nie była wyraźnie określona w przepisach, co skutkowało niejednorodnym stanowiskiem operatorów i niejednokrotnymi odmowami wyrażenia zgody na zastosowanie urządzeń wytwórczych o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż moc przyłączeniowa. Wprowadzenie ww. przepisu daje wytwórcom podstawę prawną do domagania się możliwości zastosowania urządzeń wytwórczych umożliwiających efektywne korzystanie z przyznanej mocy przyłączeniowej.

6.3. Bilansowanie Krajowego Systemu Energetycznego

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

Koszt bilansowania jest nieodzownym składnikiem każdej umowy na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii zawieranej ze sprzedawcą, który pełni w imieniu wytwórcy funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie. Koszt ten nie jest przy tym uzależniony od poziomu odchylenia wytwórcy od zakładanego grafiku. W ramach 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 sprzeda dalej nabywca. Z perspektywy przychodów wytwórcy istotny jest zatem wyłącznie wolumen produkcji energii i jej cena ustalona

⁸² Art. 7 ust. 1 zmieniony przez art. 4 pkt 4 lit. a ustawy z 17 sierpnia 2023 r. (Dz.U.2023.1762) zmieniającej niniejszą ustawę 1 października 2023 r.

with the terms and conditions set forth in the instructions for traffic and operation of the transmission grid or the instructions for traffic and operation of the distribution grid, respectively.

An important amendment to the Energy Law enacted in 2023⁸² is the introduction of a legal basis allowing the so-called oversizing of a renewable energy source facility. According to the wording of Art. 7(1) of the Energy Law, effective as of 1 October 2023, in the case of connection of a source, the connection capacity of that source may be less than or equal to its installed electric capacity. Until now, this issue has not been clearly defined in the legislation, which resulted in an inconsistent position of operators and multiple refusals to approve the use of generating equipment with an installed electrical capacity greater than the connection capacity. The introduction of the aforementioned provision provides a legal basis for generators to demand the possibility of employing generating equipment that allows the effective application of the granted connection power.

6.3. National Power System balancing

The balancing cost results from the fact that, despite increasingly accurate forecasts, it is still impossible to fully accurately predict how much energy certain RES technologies, especially windmills or solar farms, will produce within a given hour. This leads to discrepancies between how much energy generators plan to deliver and how much they can actually feed under given weather conditions. Meanwhile, the power system, hates surprises. If actual production lags behind the schedule, system balancing is required to balance the supply and consumption of electricity in the transmission and distribution system. This is the objective of the balancing market. Sellers buy energy when there is a shortage, or sell surpluses when, for example, the wind blows harder than expected. However, this entails certain costs.

The balancing cost is an indispensable component of any contract for the sale of electricity from renewable energy sources concluded with a seller, who acts as a balancing agent on behalf of a generator. In doing so, this cost does not depend on the level of the generator's deviation from the assumed schedule. Pursuant to typical contracts between an RES generator and an energy seller (who further sells energy to consumers), a price is set for the production of 1 MWh of electricity from a renewable source, regardless of the market in which the energy is further sold by the buyer. Therefore, from the perspective of the producer's revenues, only the volume of energy production and its price set in the contract with the seller are important. The seller, on the other

⁸² Art. 7(1) as amended by rt. 4(4)(a) of the act of 17 August 2023 (Journal of Laws 2023.1762) amending this act as of 1 October 2023.

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).

W maju 2020 r. Polska przyjęła Plan wdrażania reform rynku energii elektrycznej⁸³ opracowany na podstawie przepisów rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Plan wdrażania identyfikuje obszary rynku, w których pożądanym jest wprowadzenie usprawnień oraz przedstawia listę planowanych reform rynkowych. Jedną z reform przewidzianych w Planie wdrażania jest reforma rynku bilansującego.

W ramach drugiego etapu reformy rynku bilansującego 27 września 2023 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydał decyzję zatwierdzającą w części nowe Warunki Dotyczące Bilansowania („WDB”). Decyzja wejdzie w życie 14 czerwca 2024 r.⁸⁴

WDB są opracowywane przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. („PSE”) i pełnią rolę regulaminu funkcjonowania rynku bilansującego energii elektrycznej. Regulacje dotyczące procesu bilansowania krajowego systemu elektroenergetycznego zawarte są również w opracowanej przez PSE Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej („IRIESP”).

Decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zostaną wprowadzone zmiany rynku bilansującego obejmujące m.in.

⁸³ Plan Wdrażania reform rynku energii elektrycznej przyjęty – Ministerstwo Klimatu i Środowiska – Portal Gov.pl (www.gov.pl)

⁸⁴ Decyzja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z 27 września 2023 r., znak DRR.WRE.744.17.2023.ŁW.

hand, assumes responsibility for scheduling the renewable source's production and, based on these schedules (predictions), sells the energy scheduled to be produced to downstream customers.

Due to the inability to schedule energy from renewable sources with 100 percent accuracy, the seller may experience deviations from the work schedule that has been adopted for it. In such cases, there is a need for the seller to buy the shortfall or sell the surplus electricity on the balancing market to balance the portfolio. Therefore, in the case of a downward deviation (generation shortfall), the seller assumes the risk of deviation from the assumed production schedule of the renewable source, and therefore the risk that the price it pays to the RES generator will be higher than the total revenue received for this energy, due to the need to purchase some energy on the balancing market. In turn, in the case of an upward deviation, the seller assumes the risk of the difference between the contract price from its contract with the RES generator and the price on the balancing market at which it must resell the surplus.

From the generator's perspective, it is the risks described above that are the subject of the balancing charge, not actual deviations from assumed production schedules (since these are of direct relevance only for the seller).

In May 2020, Poland adopted the Electricity Market Reform Implementation Plan⁸³ developed on the basis of the provisions of Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity. The Implementation Plan identifies market areas where improvements are desirable and provides a list of planned market reforms. One of the reforms provided for in the Implementation Plan applies to the balancing market.

As part of the second stage of the balancing market reform, on 27 September 2023, the President of the Energy Regulatory Office issued a decision approving, in part, the new Balancing Conditions („BC”). The decision will enter into force on 14 June 2024.⁸⁴

The BCs are developed by Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. („PSE”) and act as regulations for functioning of the electricity balancing market. Regulations concerning the balancing process of the national power system are also contained in the Transmission Grid Operation and Maintenance Manual („Grid Code”) developed by PSE.

By way of a decision of the President of the Energy Regulatory Office, changes to the balancing market will be introduced.

⁸³ Implementation Plan for Electricity Market Reforms Adopted – Ministry of Climate and Environment – Gov.pl Portal (www.gov.pl)

⁸⁴ Decision of the President of the Energy Regulatory Office of 27 September 2023, ref. DRR.WRE.744.17.2023.ŁW.

nową strukturę podmiotową i obiektową rynku bilansującego, nowy katalog usług bilansujących, proces planowania pracy krajowego systemu elektroenergetycznego, rynkowe zasady pozyskiwania mocy bilansujących, zasady wyceny energii bilansującej i niezbilansowania oraz zasady rozliczeń tych energii.

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 sieci⁸⁵ (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.

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 przyłączenia⁸⁶. 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, wytwórca składa do właściwego operatora wnioski 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

⁸⁵ Dz.U. UE. L. z 2016 r. Nr 112, str. 1 ze zm.

⁸⁶ Art. 34 NC RfG.

They will include a new entity and facility structure of the balancing market, a new catalogue of balancing services, a process for planning the operation of the national power system, market rules for acquiring balancing power, rules for measuring balancing energy and imbalance, and rules for settling these energies.

6.4. EON, ION and FON

Pursuant to the provisions of Commission Regulation (EU) 2016/631 of 14 April 2016, establishing a network code regarding requirements for the connection of generating units to the grid⁸⁵ (hereinafter: 'NC RfG'), connecting Type-D generating units to the grid requires obtaining operating permits, i.e., Energization Operational Notification ('EON'), Interim Operational Notification ('ION'), Final Operational Notification ('FON') and, relatively, Limited Operational Notification ('LON'), closely related to the connection stages.

Any generating 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 generating module.

The implementation of the NC RfG requirements, including these with regard to the operating permit procedure for Type-D modules, was based on the general application requirements developed by 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 by the NC RfG, an EON permit entitles an owner of a generating facility to supply voltage to its internal grid and auxiliary equipment for generating modules by using the grid connection specified for the point of connection. It is issued by a relevant system operator subject to the finalization of preparatory works, including an agreement between the relevant system operator and the owner of the generating facility regarding the settings of protection and adjustment appropriate for the point of connection.⁸⁶ Upon completion of construction work related to the construction of the facility to be connected, isolated acceptance and work on the part of the operator enabling the facility to be connected to the grid, the generator submits to the competent operator an application for an EON permit, equivalent to the transfer of the acceptance protocol. In the case of a correct application, the operator issues an EON permit, i.e., the equivalent of a statement that the connection has been made. Obtaining an EON permit enables energization. The EON permit expires on the date specified therein (after

⁸⁵ OJ. EU. L. of 2016. No. 112, p. 1, as amended.

⁸⁶ Art. 34 NC RfG.

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 wprowadzenia 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 czas⁸⁷. 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 sieci⁸⁸ – co istotne, wydawane jest na czas nieokreślony. Wydawane jest przez właściwego operatora systemu po 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 wniosek 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 z wynikiem pozytywnym. Operator wystawia FON w przypadku pozytywnej weryfikacji wniosku.

Wymagania dotyczące przyłączenia do sieci dla modułów wytwarzania typu B o mocy maksymalnej od 0,2 MW do 10,0 MW oraz typu C o mocy maksymalnej od 10 MW do 75 MW przyłączanych do sieci elektroenergetycznej o napięciu poniżej 110 kV również jest uregulowane w NC RfG.

Po wykonaniu zakresu prac po stronie operatora systemu dystrybucyjnego właściciel zakładu wytwarzania informowany jest o wykonaniu przyłącza i gotowości do świadczenia usług dystrybucji przez tego operatora. Po otrzymaniu ww. informacji oraz po zrealizowaniu zakresu prac wynikającego z warunków przyłączenia właściciel zakładu wytwarzania energii składa do operatora oświadczenie o gotowości do przyłączenia. W przypadku modułów wytwarzania energii

⁸⁷ Art. 35 NC RfG.

⁸⁸ Art. 36 NC RfG.

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 a power facility to feed energy into the grid.

An ION permit entitles the owner of a generating facility to operate a generating module and generate energy by utilizing a grid connection for a specified period of time.⁸⁷ It is issued by a relevant system operator subject to finalization of the data verification and analysis process required under Art. 35 (3) of the NC RfG. In order to obtain an ION, it is necessary to conduct voltage and acceptance tests, as well as work enabling synchronization of the connected generating module to the grid. After the generator submits a correct application for an ION permit, the operator issues an ION permit. First synchronization is based on it. The ION permit shall expire on the date specified therein or after the issuance of a FON permit, but its duration shall not exceed 24 months.

According to the NC RfG, the FON permit entitles the owner of a generating facility to operate a generating module through the use of a grid connection⁸⁸ – importantly, it is issued for an indefinite period. It is issued by a relevant system operator after all non-conformities established for ION permit status have been resolved, and subject to finalization of the data verification and analysis process required under Art. 36 (3) of the NC RfG. The generator shall apply for a FON after first synchronization under the ION has been conducted and the connected facility has been finally completed, the punch items reported by the operator in the list of additions to the ION permit have been remedied, and the tests to verify the technical and operational parameters have been executed with positive results. The operator shall issue an FON in case of positive verification of the application.

The grid connection requirements for Type-B generating modules with a maximum capacity from 0.2 MW to 10.0 MW and Type-C generating modules with a maximum capacity from 10 MW to 75 MW connected to an electricity grid with a voltage below 110 kV is also regulated in the NC RfG.

Upon completion of DSO's scope of work, the owner of the generating facility is informed of the completion of the connection and readiness to provide distribution services by the operator. Upon receipt of the aforementioned information and upon completion of the scope of work arising from the connection conditions, the owner of the generating facility shall submit to the operator a statement of readiness for connection. In the case of type-C generating modules,

⁸⁷ Art. 35 NC RfG.

⁸⁸ Art. 36 NC RfG.

typu C należy dostarczyć wstępny plan przeprowadzenia testów zgodności.

Po pozytywnej weryfikacji kompletności dokumentów operator uzgadnia datę przeprowadzenia sprawdzenia instalacji. Sprawdzeniu podlegają urządzenia wyprowadzenia mocy, moduł wytwarzania energii wraz z układami elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej, telemechaniki i pozostałych układów wynikających z warunków przyłączenia.

Pozytywne sprawdzenie instalacji właściciela zakładu wytwarzania energii oraz wniesienie opłaty za przyłączenie (jeżeli jest ona wymagana) stanowi podstawę do zawarcia terminowej umowy o świadczenie usług dystrybucji. Po zawarciu umowy następuje montaż/sprawdzenie i oplombowanie przez operatora układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz podanie napięcia na obiekt. Warunkiem niezbędnym do podania napięcia w obiekcie jest obustronne podpisanie terminowej umowy o świadczenie usług dystrybucji.

Zgodnie z art. 32 NC RfG do celów pozwolenia na użytkowanie na potrzeby przyłączenia każdego nowego modułu wytwarzania energii typu B i C właściciel zakładu wytwarzania energii przedstawia właściwemu operatorowi dokument modułu wytwarzania energii („PGMD”) potwierdzający, że wykazana została zgodność modułu wytwarzania energii z kryteriami technicznymi określonymi w NC RfG, a także dostarczający niezbędnych danych i poświadczeń, w tym poświadczenia zgodności. W odniesieniu do każdego modułu wytwarzania energii w ramach zakładu wytwarzania energii przedstawia się osobny niezależny PGMD.

Format PGMD oraz informacje, które należy w nim podać, określa właściwy operator, który ma prawo zażądać, aby właściciel zakładu wytwarzania energii uwzględnił w PGMD m.in. dowód umowy w sprawie nastaw zabezpieczeń oraz układów sterowania i regulacji odpowiednich dla punktu przyłączenia między właściwym operatorem systemu a właścicielem zakładu wytwarzania energii, szczegółowe poświadczenie zgodności, szczegółowe dane techniczne dotyczące modułu wytwarzania energii mające znaczenie dla przyłączenia do sieci, certyfikaty sprzętu wydane przez upoważniony podmiot certyfikujący w odniesieniu do modułów wytwarzania energii, sprawozdania z testów zgodności pokazujące parametry pracy w stanie ustalonym i w stanie dynamicznym.

Właściwy operator po akceptacji pełnego i odpowiedniego PGMD wydaje ostateczne pozwolenie na użytkowanie właścicielowi zakładu wytwarzania energii.

a preliminary plan for conducting compliance tests must be provided.

After a positive verification of the documentation completeness, the operator agrees on the date for inspecting the facility. The inspection shall cover power evacuation devices, the power generating module together with the I&C, telemechanics and other power-related systems arising from the connection conditions.

A positive inspection of the generating facility owner's system and payment of the connection fee (if required) is the basis for the conclusion of a timely distribution service agreement. The conclusion of the contract is followed by the installation/verification and sealing of the metering and billing systems by the operator, and the energization of the facility. A prerequisite for energization is the mutual signing of a fixed-term distribution service agreement.

Pursuant to Art. 32 of the NC RfG, for the purposes of an occupancy permit required for the connection of each new Type-B and Type-C power generating module, the owner of the power generating facility shall submit to the relevant operator a power generating module document ('PGMD'), confirming that the conformity of the power generating module with the technical criteria set forth in the NC RfG has been demonstrated, and providing the necessary data and certifications, including a certificate of conformity. A separate independent PGMD shall be submitted for each power generating module within the power generating facility.

The format of the PGMD and the information to be provided therein shall be determined by the relevant operator, who shall have the right to require the owner of the generating facility to include in the PGMD, among other things, evidence of an agreement on protection settings, as well as control and adjustment systems relevant to the point of connection between the relevant system operator and the owner of the generating facility, a detailed certificate of compliance, technical details of the generating module relevant to the grid connection, equipment certificates issued by an authorized certification body for generating modules, and compliance test reports showing steady-state and dynamic operating parameters.

The relevant operator, upon approval of the full and appropriate PGMD, issues a final operating permit to the owner of the power generating facility.

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 koncesji⁸⁹.

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 środków finansowych,
- posiadanie możliwości technicznych gwarantujących należyte wykonywanie działalności, a ponadto niezaleganie 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 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 we wrześniu 2023 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 18 miesięcy przed upływem okresu,

⁸⁹ M. Domagała, *Bezpieczeństwo energetyczne. Aspekty administracyjno-prawne*, Lublin 2008, s. 103.

7.1. Concession

Commencing electricity generation at a wind farm and the subsequent possibility to sell it to third parties are conditioned upon the need to obtain a proper concession. According to the RES Act, starting and conducting the electricity generation activity based on renewable energy sources requires obtaining a concession under the terms and conditions set forth in the Energy Law.

A concession is an administrative decision and is a qualified permit, consisting of consent to conduct business under the terms of both the applicable laws and the conditions set forth in the concession.⁸⁹

The authority competent to issue a concession for generating electricity from renewable energy sources is the President of the Energy Regulatory Office. Such a concession can be granted only to those entities that meet the conditions set forth in the Energy Law for obtaining a concession. The most important conditions include:

- having adequate financial resources,
- having the technical capacity to guarantee the proper performance of activities, and, in addition, not being in arrears in the payment of tax liabilities.

Negative prerequisites, on the other hand, which prevent a concession from being obtained, include bankruptcy or liquidation proceedings conducted against the applicant, submission of statements inconsistent with the facts, conviction for fiscal offense, or prior revocation of a concession related to violations of its terms (referred to in Art. 41(3) of the Energy Law).

The information and documents to be submitted to the President of the Energy Regulatory Office in the licensing procedure are regulated in detail in the Energy Law, and helpful in this regard is the Information Package for Entrepreneurs intending to conduct business activities involving the generation of electricity in renewable energy source (RES) installations, including those constituting cogeneration units (RES CHP), published by the Energy Regulatory Office in September 2023.

A concession can only be granted for a fixed term, and the regulations do not allow for the possibility of granting a concession for an indefinite period. The term of a concession can range from 10 to a maximum of 50 years, although it is possible to grant a concession for less than 10 years at the explicit request of the entity applying for the concession. Moreover, no later than 18 months before the

⁸⁹ M. Domagała, *Energy Security. Administrative and legal aspects*, Lublin 2008, p. 103.

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 danego przedsiębiorcę tzw. opłaty koncesyjnej, której wysokość wynosi od 1000 zł 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 środków finansowych oraz możliwości technicznych, gwarantujących należyte wykonywanie działalności koncesjonowanej.

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.

expiry of the period for which the concession was granted, it is possible to apply to the President of the Energy Regulatory Office for an extension of the validity of the concession.

Holding a concession is associated with the obligation of a given entrepreneur to annually pay a so-called 'concession fee', the amount of which ranges from PLN 1,000 to PLN 2,500,000 and is calculated as the product of the revenue generated from the sale of goods and services (from the activity covered by the concession) and a coefficient determined by the Council of Ministers by way of a decree.

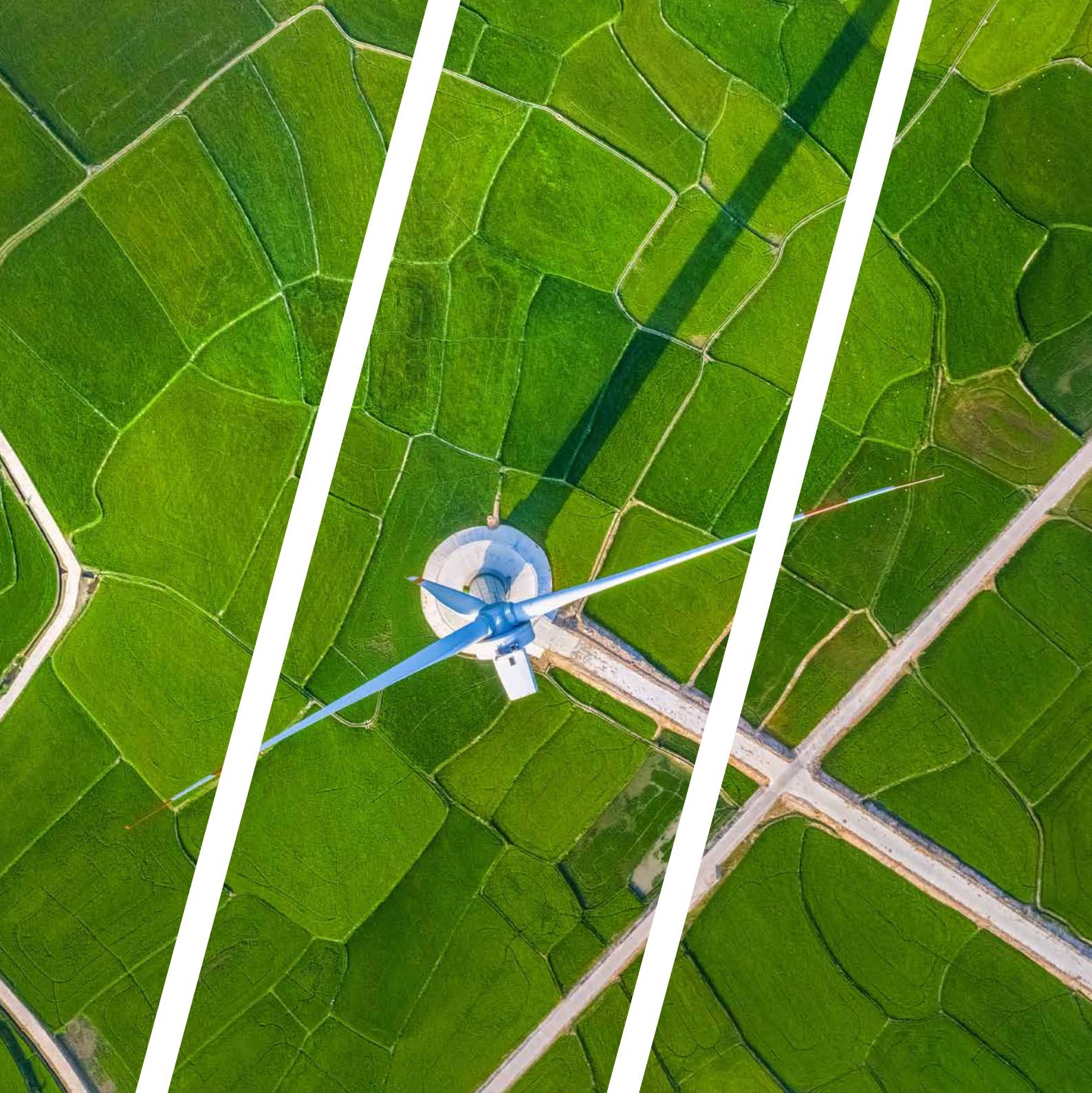
7.2. Promise of concession

Prior to the starting the business activities associated with generating electricity and before obtaining a concession relevant to that end, the provisions of the Energy Law allow interested investors to obtain a promise of a concession, that is, a 'promise' to issue a relevant concession.

The essence of the promise of a concession boils down to the fact that during the period of its validity, the investor has time to prepare for the licensed activity, and during this time (if the investor so requests) the President of the Energy Regulatory Office may not refuse granting a concession for the activity specified in the promise, unless the factual or legal status stated in the application for the promise has changed.

The provisions on the application for a concession apply accordingly to the promise of concession application process, so already at the stage of obtaining a promise, the investor must demonstrate, among other things, the possession of adequate financial resources and technical capabilities that guarantee the proper performance of the licensed activity.

The promise is issued by the President of the Energy Regulatory Office by way of an administrative decision and specifies, among other things, the period of its validity, which cannot be shorter than 6 months. A concession promise does not entitle the holder to carry out the activity covered by the concession to which it relates.



Lądowa energetyka wiatrowa
Uwarunkowania i perspektywy biznesowe

Onshore wind energy
Business conditions and perspectives

1 Lokalizacja inwestycji – normy odległościowe

W procesie lokalizowania elektrowni wiatrowych kwestie odległościowe od dawna stanowią zarówno istotne, jak i szeroko dyskutowane zagadnienie. Nie ma wątpliwości, że odpowiedzialny rozwój farm wiatrowych na łądzie z poszanowaniem zasad planowania przestrzennego, interesów mieszkańców i ochroną przyrody jest kluczowy. Do końca 2023 r. moc elektrowni wiatrowych, które mogły powstać na podstawie wygranych aukcji, konsekwentnie malała ze względu na wyczerpanie się dostępnych lokalizacji pod instalacje wiatrowe ze względu na obowiązującą od 2016 r. tzw. zasadę 10H. Przełomowa zmiana nastąpiła wraz z ustawą z 9 marca 2023 r. o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw. Wówczas po 7 latach stagnacji w branży zostały stworzone nowe możliwości dla lądowej energetyki wiatrowej.

Według nowych zasad elektrownie wiatrowe mogą być wznoszone tylko na podstawie Miejscowego Planu Zagospodarowania Przestrzennego (MPZM), zachowując minimalną odległość od budynków mieszkalnych – 700 metrów. Określenie dokładnej odległości, między 10H (10-krotnością wysokości turbiny) a 700 metrów od zabudowy, następuje na podstawie wyników przeprowadzonej strategicznej oceny oddziaływania na środowisko (SOOŚ), wykonywanej w ramach MPZM. Od wykonania SOOŚ gminy nie mogą odstąpić.

Warto przypomnieć, że projekt nowelizacji zakładał pierwotnie wprowadzenie 500 metrów jako minimalnej odległości turbiny wiatrowej od budynków mieszkalnych albo budynków o funkcji mieszanej. Zapis o dystansie 500 metrów był szeroko konsultowany i zaakceptowany przez stronę rządową i samorządową. Ta odległość gwarantowała nowe megawaty wiatru już w ciągu 2 lat. Dodatkowo liberalizacja zasady 10H do 500 metrów pozwoliłaby na ponad 25-krotne zwiększenie dostępności terenów pod inwestycje wiatrowe (z obecnych 0,28% do 7,08% powierzchni Polski)⁹⁰.

Ustawa z 9 marca 2023 r. o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw określa także minimalne odległości elektrowni wiatrowych od linii elektroenergetycznych najwyższych napięć. Minimalna odległość musi być równa lub większa od trzykrotności maksymalnej średnicy wirnika wraz z łopatami albo równa lub większa od dwukrotności maksymalnej całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej, określonych w planie miejscowym, w zależności od tego, która z tych wartości jest większa. Ten sam sposób określenia minimalnej odległości ustawa wskazuje w przypadku przebudowy elektrowni wiatrowej oraz w przypadku lokalizowania lub przebudowy sieci elektroenergetycznej najwyższych napięć na podstawie planu miejscowego, decyzji WZ, decyzji

⁹⁰ Analiza UrbanConsulting przygotowana na zlecenie Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej.

Investment project location – distance standards

Distance-related issues have long been both a significant and widely debated issue in the process of locating wind farms. There is no doubt that responsible development of onshore wind farms with respect for zoning rules, the interests of local residents and the protection of nature is crucial. Until the end of 2023, the capacity of wind farms that could be built based on winning auctions was consistently decreasing due to the exhaustion of available sites for wind facilities – a consequence of the so-called 10H rule, in effect since 2016. A breakthrough change came with the act of 9 March 2023, amending the act on Investment in Wind Power Plants and certain other laws. Then, after 7 years of stagnation in the industry, new opportunities for the onshore wind energy sector were created.

According to the new rules, wind turbines can be erected only based on a Local Area Development Plan (LADP), maintaining a minimum distance from residential buildings – 700 meters. The exact distance, between 10H (10 times the height of the turbine) and 700 meters, from buildings is determined based on the results of the strategic environmental impact assessment (SEIA) carried out as part of the LADP. Municipalities may not waive the execution of the SEIA.

It is worth recalling that the draft amendment originally envisaged the introduction of 500 meters as the minimum distance of a wind turbine from either residential buildings or buildings with mixed functions. The provision for a distance of 500 meters was widely consulted and accepted by the government and local government parties. This distance guaranteed new wind-originating megawatts in just 2 years. In addition, the liberalization of the 10H rule to 500 meters would allow the availability of land for wind investments to increase more than 25-fold (from the current 0.28% to 7.08% of Poland's area).⁹⁰

The act of 9 March 2023 amending the act on Investment in Wind Power Plants and certain other act also specifies the minimum distances of wind power plants from high-voltage power lines. It must be 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 a wind power plant, as specified in the local plan, whichever is greater. The same method of determining the minimum distance is indicated by the act in the case of a wind power plant reconstruction and in the case of locating or reconstructing a high-voltage power grid on the basis of a local plan, a LDC decision, an LPPI decision or a decision on the location of a strategic investment in transmission grids.

⁹⁰ UrbanConsulting analysis drawn up on behalf of the Polish Wind Energy Association

LICP albo decyzji o ustaleniu lokalizacji strategicznej inwestycji w zakresie sieci przesyłowych.

Nowela zachowuje zasadę 10H w wypadku lokalizowania turbin wiatrowych od parków narodowych, a w wypadku rezerwatów przyrody ustanawia limit 500 metrów. W przypadku innych form ochrony przyrody odległość ma wynikać z decyzji środowiskowej dla konkretnej instalacji. Ustawa utrzymuje zakaz budowy wiatraków na terenach parków narodowych, rezerwatów przyrody, parków krajobrazowych i obszarów Natura 2000. Z kolei ustanawianie parków narodowych i rezerwatów przyrody nie wymaga zachowania odległości. Ustawa całkowicie znosi zakaz budowy budynków mieszkalnych w pobliżu istniejących już farm wiatrowych.

2 Elementy procesu inwestycyjnego

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 (2016–2024) 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. Ponadto należy zwrócić uwagę na fakt, że obecnie obserwuje się istotny spadek zainteresowania procesem aukcyjnym na rzecz coraz częściej wybieranych przez inwestorów umów PPA.

Uchwalenie na początku 2023 r. zmiany ustawy odległościowej powinno w miarę upływu czasu doprowadzić do pojawienia się na rynku istotnej liczby nowych projektów. W takim wypadku istotnymi czynnikami, na które należy zwrócić uwagę, będą

The amendment retains the 10H rule for locating wind turbines in relation to national parks, and sets a limit of 500 meters for nature reserves. In the case of other forms of nature protection, the distance is to be determined by the environmental decision for a specific facility. The act maintains the ban on the construction of windmills in national parks, nature reserves, landscape parks and Nature 2000 areas, while the establishment of national parks and nature reserves does not require maintaining a distance. The act completely removes the ban on the construction of residential buildings near existing wind farms.

Investment process elements

Current status

Investing in the construction of an onshore wind farm is a complex, lengthy and capital-intensive process that requires specialized knowledge and experience. However, as in previous years, the risk assessment within the investment process concerned farms already in operation or those for which a construction permit was issued before 20 May 2016, i.e., before the introduction of the so-called 10H restrictions. Farms in the early stages of development were not subject to sale due to the inability to obtain the relevant construction permit resulting from the aforementioned restriction sanctioned by the act. In addition, wind farm projects for which certain permits had already been issued could not be subject to retrofitting with more modern turbines, the installation of which could lead to a faster decline in energy prices.

Purchasers of advanced projects in recent years (2016–2024) have generally been industrial or financial investors, who, with the help of general contractors or developers themselves (on a turnkey basis), finalized the construction process that had begun and moved on to the operation phase, or acquired a functioning farm. From the perspective of investors, a very important issue is revenue security. In particular, in the case of acquiring facilities not covered by the support system in the form of ‘green certificates’, which have prevailed in recent years, securing cash flows in the form of sales of specific amounts of energy as part of winning auctions or based on an energy supply contract signed with a customer is a key element affecting the value of the investment. In addition, it should be noted that there is now a significant decline in interest in the auction process in favour of PPAs, which are increasingly more often chosen by investors.

The passage of an amendment to the Distance act in early 2023 should, over time, lead to a significant number of new projects entering the market. In such a case, the important factors to pay attention to will be, first and foremost, the right

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 r., etapy przygotowania procesu inwestycyjnego zostały przedstawione w poniższym punkcie.

2.1. Etapy przygotowania i realizacji inwestycji

Lokalizacja inwestycji

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

Analiza opłacalności

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

location, obtaining rights to the project site land, obtaining an environmental decision, concluding a connection agreement, obtaining a construction permit for the power plant and obtaining conditions for grid connection.

Based on the experience prior to 2016 and the provisions of the revised act of March 2023, the stages of the investment process are outlined in the following section.

2.1. Investment preparation and implementation stages

Location of the investment

1. Selection of a project site for the wind farm, including:
 - a) preliminary analyses of local land use plans and strategic environmental assessment prepared by the municipality (for investors applying for a construction permit after the amendment of the Distance act in 2023)
 - b) preliminary analysis of the possibility of acquiring land for the farm and infrastructure (conclusion of preliminary agreements authorizing land disposal)
 - c) preliminary analysis of environmental conditions
 - d) preliminary consultations with local authorities, taking into account the possibility of potential modification or adoption of a new LADP.
2. Feasibility study of building a wind farm at the selected location, including:
 - a) preliminary analysis of the possibility for power grid connection and analysis of cable routes
 - b) preliminary analysis of construction conditions and road infrastructure
 - c) preliminary environmental audit/screening.
3. Obtaining farm construction approval from local authorities.
4. Conducting public consultations and obtaining approval from the local community.
5. Executing or updating a zoning plan or obtaining a zoning decision.

Profitability analysis

6. Measurements of wind parameters, including:
 - a) obtaining a zoning decision for a measuring mast (one or more)
 - b) construction of measuring mast(s) and collection of data over a minimum period of one year.
7. Analysing wind measurements, multi-variant selection of turbines, estimation of productivity, determination of the location of individual turbine units.

8. Analiza wykonalności i analiza kosztów przyłączenia do sieci.
9. 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

10. Wystąpienie o warunki przyłączenia do sieci (Opracowanie przez OSD/OSP ekspertyzy wpływu farmy wiatrowej na krajowy system elektroenergetyczny).
11. Uzyskanie prawa do dysponowania gruntem.
12. Uzyskanie warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej.
13. Złożenie wniosku (z załączoną Kartą Informacyjną Przedsięwzięcia oraz koniecznością i zakresem przygotowania oceny oddziaływania na środowisko) o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach do gminy, na terenie której ma powstać farma wiatrowa.
14. Opracowanie raportu o wpływie farmy wiatrowej na środowisko.
15. Decyzja gminy o środowiskowych uwarunkowaniach dla danej inwestycji (na podstawie decyzji wydanych przez Regionalną Dyрекcję Ochrony Środowiska).
16. Wybór dostawcy urządzeń.
17. Opracowanie projektu budowlanego pod pozwolenia na budowę.
18. Opracowanie szczegółowego biznesplanu.
19. Uzyskanie promesy koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej wraz ze stwierdzeniem występowania tzw. efektu zachęty.
20. Zawarcie umowy przedwstępnej na sprzedaż energii elektrycznej i certyfikatów pochodzenia.
21. Zawarcie umowy przyłączeniowej z OSD/OSP.
22. Uzyskanie pozwolenia (pozwoleń) na budowę.

Finansowanie i udział w aukcji

23. Pozyskanie promesy kredytu bankowego lub innej gwarancji finansowania projektu.
24. Uzyskanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji (prekwalifikacja).
25. Wygrana w aukcji.
Uwaga – alternatywą dla udziału w aukcji może być podpisanie umowy PPA z partnerem o wysokim ratingu kredytowym.
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).

8. Grid connection feasibility study and cost analysis.

9. Development of a preliminary business plan (taking into account the investor's offering of at least 10% of the installed capacity of the wind power plant to residents of the municipality in the virtual prosumer model for farms applying for a construction permit under the amended law).

Procedures and paperwork

10. Applying for grid connection conditions (development by the DSO/OSP of an expert opinion on the impact of the wind farm on the national power system).
11. Obtaining the right to dispose of the land.
12. Obtaining power grid connection conditions.
13. Submission of an application (with the attached Project Information Sheet and the necessity and scope of preparing an environmental impact assessment) for the issuance of a decision on environmental conditions to the municipality where the wind farm is to be built.
14. Development of a report on the environmental impact of the wind farm.
15. Decision of the municipality on environmental conditions for the project (based on decisions issued by the Regional Directorate for Environmental Protection).
16. Selection of an equipment vendor.
17. Developing of a building design for the purposes of construction permits.
18. Developing a detailed business plan.
19. Obtaining a promise of a concession for electricity generation with a statement of the existence of the so-called incentive effect.
20. Concluding a preliminary agreement for the sale of electricity and certificates of origin.
21. Concluding a connection agreement with the DSO/OSP.
22. Obtaining (a) construction permit(s).

Financing and participation in the auction

23. Obtaining a promise of a bank loan or other project financing guarantee.
24. Obtaining a certificate of admission to the auction (prequalification).
25. Winning the auction.
Note – an alternative to participating in the auction may be concluding a PPA with a partner exhibiting a high credit rating.
26. Change in the ownership of the project company (typical moment of an industrial or financial investor's entry) and related transaction procedures (contracting, due diligence, risk hedging, transaction structuring).

Realizacja

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

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 ze 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 cywilno – prawnych 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.

Implementation

27. Implementation of the construction process.
28. Agreeing the cooperation instructions with the DSO/OSP.
29. Obtaining a power generation concession.
30. Obtaining an occupancy permit for the facility.

2.2. Wind farm preparation for sale – purchasing process risk assessment

In principle, an investment project in the form of a wind farm can 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 for the production of electricity (so-called *share deal*) or as a separate set of assets and liabilities without simultaneously acquiring a share in the legal entity entitled to it (so-called *asset deal*).

Each of the two methods indicated above has its advantages and disadvantages, and choosing the optimal form of transaction is impacted by a number of factors. The main advantage of a shareholding transaction is the certainty that the buyer retains all rights regarding the project. In contrast, its disadvantage is that the company 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 the acquisition of assets instead of shares in the company, the scope of transferred risks is much narrower and subject to better identification and safeguarding. In particular, attention should be paid to the buyer's liability for the seller's obligations related to the transferred assets. The main disadvantage of a project right transactions is the risk of ineffectiveness of the transfer of rights from civil and legal contracts and 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 arising from winning the auction in the case of an asset deal is also an important element in choosing the form of the transaction. The seller, who is the winner of the auction, may transfer the rights and obligations resulting from winning the auction only in accordance with the procedure set forth in Art. 83a of the RES Act, i.e., before concluding an agreement transferring ownership of the facility to its buyer. For this purpose, the transferring generator and the purchaser of the facility shall provide the President of the ERO with an appropriate application, submitting the documentation specified in the aforementioned provision of the RES Act.

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.
- 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.

Key risks associated with the implementation of the investment process

A wind project can conceal physical, design or legal flaws that can significantly affect the price and even obstruct a deal. Therefore, it is extremely important to conduct a complete, multi-faceted *due diligence*, which should include, in particular:

- technical risks: overestimated or unreliable assumptions about the expected amount of energy produced, unreliable wind measurements, project delays, suboptimal layout, expensive connection, high failure rate, etc.
- financial and business risks: the current support system and its impact on the level of revenue generated in the future, contingent and off-balance sheet liabilities, indemnities, operating cost volatility, revenue stream instability, commitments to deliver a certain amount of energy, unfavourable terms of land leases, unfavourable agreements with financing institutions, price caps affecting the implementation of PPAs, uncertainty in the development of the energy market model, etc.
- environmental risks: incorrect noise measurements and failure to take into account the presence of protected areas or species, etc.
- legal risks: lack of sufficient security behind property title, defects in the permits obtained, non-finality or revocability of administrative decisions, non-compliance of the project with zoning conditions, inadequate security of contractual interests, etc.
- tax risks: exchange rate differences and interest on financing received, undercapitalization, documentation of intangible services provided by related parties, gratuitous benefits, accounting for subsidies received, risk of unused tax loss, lack of certificates of residency and certificates of non-receipt of 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 conduct their detailed analysis as part of the *due diligence* process. The analysis, implemented by both the Buyer and Seller, should take into account the development stage of the project, as the catalogue of risks for a project at the development-ready stage will differ significantly from that associated with a farm at the operational stage.

2.2.1. Vendor's perspective – vendor *due diligence*

The analysis is primarily aimed at identifying the strengths and weaknesses of the offered project in relation to market benchmarks. This enables managing some of the identified risks before disclosing them to the counterparty and, consequently, facilitate the finalization of the transaction. From

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, 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 przysługują 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. Chociaż szacunkowa wartość farmy wiatrowej będącej przedmiotem transakcji jest ustalona pomiędzy stronami transakcji już na początkowym etapie (np. w formie złożenia wstępnej oferty przez Kupującego i jej akceptacji przez Sprzedającego), to precyzyjne ustalenie ceny na dzień transakcji jest materia o wiele bardziej skomplikowaną. W praktyce spotykamy 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.

a business standpoint, a significant benefit, especially in terms of the process of negotiating with multiple potential buyers, is standardizing the process and structuring it by arranging *vendor due diligence* and/or launching a *virtual data room*. It is also practical to cumulatively manage the exchange of information through a centralized Q&A list. It may be worthwhile for the investment project brochure presented to potential buyers to include a *vendor due diligence* report, if favourable, as well as basic information about the project, such as location, stage of work with a schedule, permits and decisions held, model and technical data of the planned turbines, expected capacity, productivity, title to the property, grid connection conditions, and contact information.

2.2.2. Buyer's perspective – *buy-side due diligence*

As part of the *due diligence* report, the buyer is first provided with information on whether the project contains key risks or barriers that could result in the abandonment of the planned investment or affect its measurement. Adequate identification and measurement of the risks associated with an investment generally creates a number of opportunities to hedge, mitigate or appropriately address them within the negotiation process. In order to hedge against the consequences of risks revealed by *due diligence*, the buyer is entitled to a number of civil law (e.g., seller's guarantees, bank bonds, sureties, policies, escrow accounts, etc.), public law (e.g., binding interpretations of tax authorities) and factual (e.g., detailed acquisition protocol, price reduction) measures.

Price calculation model for the acquisition of shares in a company that owns a wind farm

A key issue in a wind farm share deal is the price calculation model adopted by the parties to the transaction. Although the estimated value of the wind farm subject to the transaction is established between the parties to the transaction at the initial stage (e.g., in the form of an initial bid by the Buyer and its acceptance by the Seller), the precise determination of the price on the date of the transaction is a much more complicated matter. In practice, there are two methods of determining the share purchase price. The first is the so-called *Completion Accounts* method, and the second is the so-called *Locked Box* method. The decision of the parties 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 of accepting too low (Seller) or too high (Buyer) a share price.

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*.

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. Metoda ta wybierana jest zazwyczaj, gdy przedmiotem nabycia jest nieoperacyjna farma wiatrowa. 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 ostatecznie 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

1. Completion Accounts method

The *Completion Accounts* concept is a traditional approach employed in *Share Purchase Agreements* (SPAs) for the purpose of calculating the final share purchase price. The share purchase price indicated in the SPA as at the *Closing Date*, which is the date on which the risks and benefits of share ownership are transferred, initially calculated based on estimates made as at that date (taking into account the market price for the assets being acquired and its modification as a result of negotiations between the parties), is adjusted by the difference between the estimates adopted for this calculation for selected components of the price formula (most often cash, working capital and net debt) and the actual values of these components calculated as at the *Closing Date*.

This method is preferred by the buyer, as it provides that party with much more control over the process of accurately calculating the purchase price, which is based on detailed financial data as at the transaction date. This method is usually chosen when the acquisition object is a non-operational wind farm. Its disadvantage is that it is very time-consuming and the final settlement must be made even several months after the formal sale of the shares.

2. Locked Box Method

Under the 'locked box' mechanism, the share sale price is determined by the parties for a selected date in the past (the so-called *locked box date* or LBD) based on a set of agreed-upon price elements 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 key price components are determined as of the date on which the last complete financial statements were prepared. Sometimes, however, special financial statements are prepared as of another date for this purpose.

As at the *locked box date*, the economic risks and benefits associated with the operation of the wind farm are transferred to the buyer. Since the LBD is a date occurring in the past, during the period between the LBD and the time of payment of the price and concluding the SPA (*closing date*), the company subject to the sale is at all times managed by the seller for the benefit 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 under the so-called *Ordinary Course of Business* (OCB), which should prevent any so-called value *leakage* other than that agreed upon by the parties to the transaction (*permitted leakage*). In practice, the seller commits in the SPA that there will be no form of value leakage (other than 'permitted') during the period up to the deal, and usually agrees to some

Bank Pekao od wielu lat aktywnie angażuje się w finansowanie projektów związanych z OZE, w tym także farm wiatrowych i PV. Jesteśmy w stanie finansować projekty w trzech reżimach przychodowych: aukcje (CfD), umowy PPA oraz rynek spot. Dostępny poziom finansowania zależy od struktury przychodów i zazwyczaj jest największy dla CfD ze względu na wysoką przewidywalność strumienia przychodów – w tym przypadku gwarantem jest w końcu instytucja państwowa.

PPA charakteryzuje się zazwyczaj większym ryzykiem, ponieważ umowy są gwarantowane przez prywatne przedsiębiorstwa. Ekspozycja rynkowa, czyli sprzedaż energii na rynku spot, posiada największy stopień ryzyka ze względu na zmienność i nieprzewidywalność cen energii. W praktyce do każdego źródła przychodów przypisany jest odpowiedni wymagany wskaźnik pokrycia obsługi długu (ang. DSCR), który zwyczajowo różnicujemy w banku w zależności od reżimu przychodów.

Przy obecnym poziomie stóp procentowych poziom finansowania dla projektów wiatrowych/PV wynosi zazwyczaj do 60% wartości inwestycji. Atrakcyjniejsze projekty, na przykład z wysoką produktywnością lub niskimi nakładami inwestycyjnymi na MW oraz mniejszymi kosztami operacyjnymi, mogą pozyskać finansowanie nawet do 70–75%.

Czynnikami, które wpływają na zwiększenie szans na pozytywną decyzję komitetu inwestycyjnego, są także siła finansowa oraz doświadczenie inwestora w branży. Każdy projekt powinien posiadać kompletną dokumentację prawną oraz techniczną, która to w toku badania *due diligence* jest przedmiotem wnikliwej analizy. Raport techniczny w szczególności powinien uwzględniać też analizę produktywności w 3 scenariuszach (tzw. p50, p75 i p90), które to szacują wolumen wyprodukowanej energii. Dla scenariusza rynkowego konieczne jest dostarczenie ścieżki cenowej niezależnego eksperta.

Finalnie te wszystkie elementy powinny zostać uwzględnione w modelu finansowym, który zawiera ostatecznie rozsądne i realistyczne założenia co do najważniejszych zmiennych, takich jak nakłady inwestycyjne czy koszty operacyjne.

Zdecydowana większość inwestorów jest zainteresowana długiem niepodporządkowanym, tzw. senioralnym. Zdarzają się jednak inwestorzy, którzy nie dysponują wystarczającymi środkami własnymi na rozwój projektu. W takim przypadku możliwe jest skorzystanie także z długu podporządkowanego.

Zaangażowanie i nadzorowanie wielu projektów pozwala mi na bezpośredni wgląd w dynamikę i wyzwania sektora, a także na interakcje z różnorodnymi aspektami rynku finansowego i energetycznego. Zmiany, które dostrzegam, to między innymi coraz mniejsza liczba projektów aukcyjnych. Ostatnie 2 lata charakteryzowały się stopniowym spadkiem zainteresowania inwestorów aukcjami, co widać w liczbie sfinansowanych projektów CfD. Branża skierowała się w stronę rynku spot oraz PPA, które oferowały nieporównywalnie wyższe ceny. Aczkolwiek większość projektów, które w naszym zespole zrobiliśmy w zeszłym roku, to były finansowania na ryzyku rynkowym. Abstrahując od preferencji poszczególnych inwestorów, wydaje się, iż tylko ci najdojrzałsi są w stanie zaakceptować ryzyka płynące z takiego rozwiązania. Nie brak także podmiotów, którzy dopiero w fazie operacyjnej zabezpieczali cenę sprzedaży poprzez umowy PPA, co często pozwalało im na refinansowanie poprzedniego banku i/lub zwiększenie całkowitego poziomu zadłużenia projektu.



Cezary Burzyński

Bank Pekao, Departament Bankowości
Inwestycyjnej i Finansowania
Nieruchomości

Bank Pekao, Investment Banking and Real
Estate Finance Department

Bank Pekao has been actively involved in financing RES projects, including wind farms and PV, for many years. We are able to finance projects under three revenue regimes, namely, auctions (CfD), PPAs and the spot market. The level of financing available depends on the revenue structure, and is usually highest for CfDs due to the high predictability of the revenue stream – in this case the guarantor is, after all, a state institution.

PPA tend to have a higher degree of risk because the contracts are guaranteed by private companies. Market exposure, i.e., spot energy sales, has the highest degree of risk due to the volatility and unpredictability of energy prices. In practice, each revenue source is assigned a corresponding required debt service coverage ratio (DSCR), which the bank customarily varies

depending on the revenue regime.

At current interest rate levels, financing levels for wind/PV projects are typically up to 60% of the project value. More attractive investment projects, for example, with high productivity or low capital expenditures per MW and lower operating costs, can obtain funding of up to 70–75%.

Financial strength and the investor's experience in the industry are also factors that increase the chances of a positive decision by the investment committee. Each project should have complete legal and technical documentation, which is subject to thorough analysis during due diligence. In particular, the technical report should also include a productivity analysis in 3 scenarios (p50, p75 and p90), which estimate the volume of energy produced. For the market scenario, it is necessary to provide a price path from an independent expert.

In the end, all these elements should be included in a financial model that ultimately includes reasonable and realistic assumptions in terms of key variables such as capital expenditures and operating costs.

The vast majority of investors are interested in unsubordinated debt, so-called senior debt. However, there are investors who do not have sufficient equity to develop the project. In this case, it is also possible to use subordinated debt.

Being involved in and overseeing a number of projects gives me direct insight into the dynamics and challenges of the sector, as well as interaction with various aspects of the financial and energy markets. Changes I see include a decreasing number of auction projects. The last two years have been characterized by a gradual decline in investor interest in auctions, as seen in the number of CfD projects financed. The industry has turned toward the spot market and PPAs, which have offered incomparably higher prices. Yet, most of the projects our team did last year were market risk financings. Leaving aside the preferences of individual investors, it seems that only the most mature ones are able to accept the risks of such a solution. There is also no shortage of players who only secured the sale price through PPAs during the operational phase, which often allowed them to refinance the previous bank and/or increase the total debt level of the project.

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 ta wybierana jest zazwyczaj w przypadku nabycia farm działających operacyjnie.

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.

3

Finansowanie projektów

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)
- zielone obligacje (*green bonds*)
- finansowanie typu *project finance*
- partnerstwo publiczno-prywatne (PPP)
- leasing
- wykorzystanie ulg podatkowych
- kapitał akcyjny oraz pożyczki właścicielskie
- 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 m.in. dofinansowanie budowy lądowej farmy wiatrowej o mocy zainstalowanej do 1,0 MW dla rolników oraz do 10 MW dla spółdzielni energetycznych.

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

Historycznie głównym warunkiem pozyskania finansowania bankowego była wygrana aukcja. Oprócz tego projekt musiał

form of restriction on the conduct of business until the deal is completed (for example, requiring the buyer's consent to enter into material related party agreements, purchase/sale of key assets, payment of dividends). This method is usually chosen for the acquisition of operating farms.

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 under-pricing.

Project financing

3.1. Projecting financing source types

There are many ways to finance wind projects. The most popular ones include:

- loans and credits granted by the banking sector and international financial institutions, including preferential loans and large investment loans (amounting to several hundred million PLN) granted by consortia of banks (popular for investments characterized by a high demand for capital, such as in the construction of a wind farm from the greenfield stage)
- green bonds
- project finance
- public-private partnership (PPP)
- lease
- use of tax credits
- share capital and owner loans
- subsidy system for investments in RES (funds granted at the central level, local level, EU funds, funds from the National Fund for Environmental Protection and Water Management – NFOŚiGW and its provincial branches). These are funds granted for small and micro investments (for smaller entrepreneurs, LGUs and individuals) – e.g., the ‘Energy for Villages’ program provides, among other things, for subsidies 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.

Financing of the vast majority of projects is achieved with the participation of external financial institutions; most often banks. For a provider of debt financing, onshore wind power is a very attractive market, so debt-investment funds are also increasingly interested in financing wind projects. Some companies also use intragroup financing through affiliates.

Factors determining the ability to obtain bank financing for wind projects

Historically, the main prerequisite for obtaining bank financing was winning an auction. In addition, a project also

spełniać także szereg innych wymagań takich jak: wkład własny inwestora, wyjaśniony status prawny działki, przedstawienie modelu finansowego oraz raportów technicznych. Ze względu na niską popularność aukcji wśród elektrowni wiatrowych w ostatnich latach banki coraz częściej udzielają kredytów na podstawie kontraktów PPA/cPPA. W tym przypadku duże znaczenie ma wiarygodność oraz kondycja finansowa odbiorcy energii. Warunki finansowania projektu są w dużym stopniu uzależnione od stopnia zabezpieczenia struktury przychodów przez zawarte umowy PPA lub wygraną aukcją i udział przychodów z ekspozycją na rynek bieżący. Im większa ekspozycja rynkowa, tym mniejsza możliwa do uzyskania kwota finansowania ze względu na większe ryzyko utraty płynności w przypadku niekorzystnych zmian cen.

Możliwe jest również uzyskanie finansowania bez zabezpieczenia struktury przychodów, czyli z pełną ekspozycją na bieżące ceny rynkowe. W takiej sytuacji koszt finansowania będzie prawdopodobnie wyższy niż w przypadku częściowego zabezpieczenia struktury przychodów. Jednak może to być korzystne, jeżeli inwestor oczekuje, że w najbliższym czasie ceny rynkowe będą atrakcyjne w porównaniu z cenami dla aukcji oraz kontraktów PPA. W późniejszym terminie inwestor może zabezpieczyć przychody zgodnie z preferowaną metodą, a następnie dokonać refinansowania zadłużenia na korzystniejszych warunkach.

Najczęściej spotykaną formą finansowania projektów 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 przedsiębiorstw.

W ramach procesu przyznawania finansowania podmioty finansujące weryfikują niezależnie wiarygodność przyjętych przez inwestorów założeń dotyczących cen energii i szacowanych kosztów. Wartość wolumenu produkowanej energii najczęściej przyjmowana jest na poziomie prawdopodobieństwa P90, a więc dość ostrożnie⁹¹. Ścieżki cenowe porównywane są z projekcjami sporządzanymi przez ekspertów zajmujących się analizą rynków energii, zazwyczaj ze ścieżką niską. Wysokość kosztów oraz nakładów inwestycyjnych porównywana jest do warunków rynkowych panujących w sektorze.

3.2. Charakterystyka pasywów

Finansujący są skłonni finansować zazwyczaj 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 60 a 70%, w zależności od atrakcyj-

⁹¹ 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.

had to meet a number of other requirements such as the investor's own contribution, clarified legal status of the plot, submission of a financial model and technical reports. Due to the low popularity of auctions among wind power plants in recent years, banks are increasingly lending based on PPAs/cPPAs. In this case, the credibility and financial standing of the energy recipient are of great importance. The terms of project financing are highly dependent on the degree to which the revenue structure is secured by the PPAs or auction won and the proportion of revenues with current market exposure. The greater the market exposure, the smaller the possible amount of financing due to the greater liquidity risk in case of unfavourable price changes.

It is also possible to obtain financing without revenue structure hedging, that is, with full exposure to current market prices. In this situation, the cost of financing is likely to be higher than with partial revenue structure hedging. However, this may be advantageous if the investor expects near-term market prices to be attractive compared to prices for auctions and PPAs. At a later date, the investor can secure revenues according to the preferred method and then refinance the debt on more favourable terms.

The most common form of project financing is the non-recourse project finance formula, in which the borrower is the SPV and the collateral is its shares and assets. Funding with recourse to the sponsor is also possible, particularly for projects carried out for the companies' own needs.

As part of the funding process, financing entities independently verify the reliability of the assumptions made by investors regarding energy prices and estimated costs. The value of the volume of energy produced is most often assumed at a probability level of P90, which is quite conservative.⁹¹ Price paths are compared with projections by experts who analyse energy markets, usually with a low path. The amount of costs and capital expenditures are compared to market conditions prevailing in the sector.

3.2. Characteristics of liabilities

Financing entities are usually willing to finance up to 80% of the investment value (capital expenditures and development expenses), depending on the distribution of risks in the project. However, at the current level of interest rates and the macroeconomic situation, the level of financing is usually between 60 and 70%, determined by project attractiveness project. This is less than the average level observed in the

⁹¹ The 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. A P50 level would mean a production value achieved with a 50% probability, i.e., the average productivity

ności projektu. Jest to mniej niż średni poziom obserwowany na rynku europejskim, który zazwyczaj mieści się w zakresie 70–80%, a nawet 80–90% dla finansowania typu *project finance*⁹². Na koszty finansowania wpływ mają:

- wielkość inwestycji
- poziom i okres zabezpieczenia sprzedaży energii, np. w formie aukcji lub cPPA
- IRS (*interest rate swap*)
- prowizja
- okres finansowania
- uprawnienia kontrolne instytucji finansujących w okresie eksploatacji projektu.

Koszt finansowania składa się ze stawki WIBOR oraz marży, która obecnie mieści się zazwyczaj w przedziale 2–3%. W okresie trwania procesu inwestycyjnego przed oddaniem do użytkowania elektrowni wiatrowej marża kredytowa jest podwyższona, zazwyczaj o kilkadziesiąt punktów bazowych. Większość instytucji finansowych wymaga także zabezpieczenia 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 jest współfinansowana przez Polski Fundusz Rozwoju w formie pożyczki podporządkowanej do 90 mln PLN, co stanowi ok. 10% wartości projektu.

Wzrost stóp procentowych w ostatnich latach zmniejszył zdolność kredytową projektów OZE ze względu na większe obciążenie kosztami zadłużenia. Wyniki ankiety przeprowadzonej wśród członków Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej (PSEW) pokazują, że najczęstszą docelową strukturą kapitału jest udział długu zewnętrznego w przedziale od 60 do 70% wartości projektu. Zwykle źródłem finansowania są kredyty udzielane przez banki komercyjne, lecz część podmiotów poszukuje także finansowania u innych inwestorów strategicznych lub finansowych, np. funduszy *private equity/debt*.

⁹² Raport „Financing and investment trends 2022”, WindEurope, marzec 2022.

European market, which is usually in the range of 70-80% and even 80-90% for project finance.⁹² Financing costs are influenced by:

- investment size
- level and period of security for energy sales, such as auctions or cPPAs
- IRS (interest rate swap)
- commission
- financing period
- control authority of financing institutions during project life-cycle.

The financing cost consists of the WIBOR rate and a margin, which is currently typically in the in the 2-3% range. During the investment process prior to the commissioning of a wind power plant, the loan margin is increased, usually by several dozen base points. Most financial institutions also require securing the level of the variable WIBOR rate at a certain value, through entering into an IRS (*interest rate swap*) contract – such contracts cover the entirety or part of the funding provided. An additional cost is also a commission for granting financing.

During project operation, financing institutions monitor the financial standing of borrowers. 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 VAT financing loans and *Debt Service Reserve Fund* (DSRF). Subordinated financing is also encountered, which complements bank debt. It allows for an increase in total external financing, but is more expensive than regular debt due to the higher risk borne by the financing institution. 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 connected capacity of 205 MW in Kleczew. This investment is 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 value.

The rise in interest rates in recent years has reduced the creditworthiness of RES projects due to the higher burden of debt costs. The results of a survey of members of the Polish Wind Energy Association (PWEA) show that the most common target capital structure is a share of external debt in the range of 60 to 70% of the project value. Typically, commercial bank loans are the source of financing, but some entities also seek funding from other strategic or financial investors, such as *private equity/debt funds*.

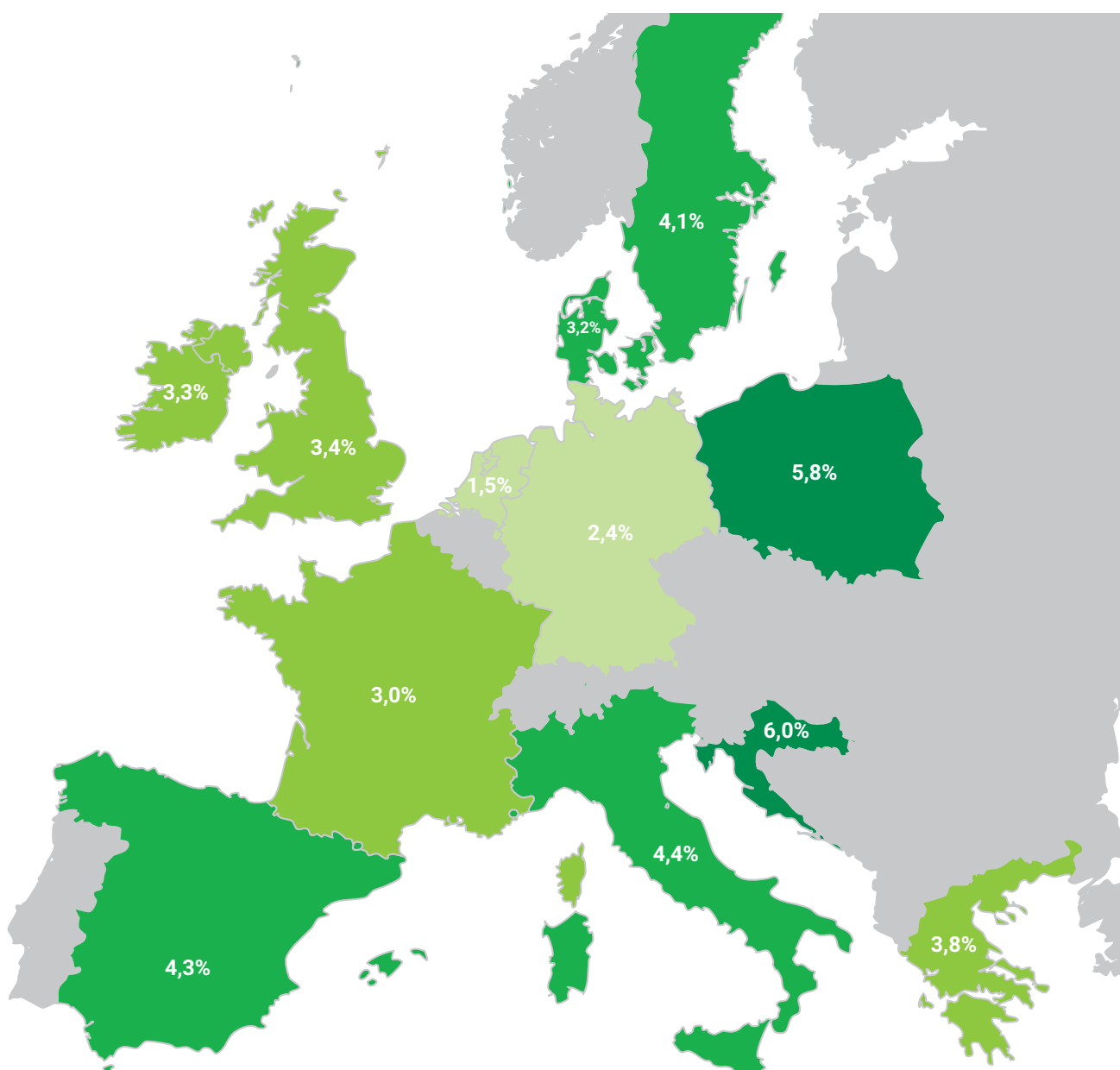
⁹² Raport "Financing and investment trends 2022", WindEurope, marzec 2022.

Badanie przeprowadzone przez Międzynarodową Agencję Energii Odnawialnej (IRENA) na temat kosztów finansowania projektów w zakresie energetyki odnawialnej wskazuje, że udział długu w finansowaniu lądowej energetyki w Europie wynosi 80% lub więcej. Udział długu w Ameryce Północnej jest zazwyczaj niższy (35–65%) z powodu ulg podatkowych zachęcających do korzystania z kapitału własnego, którego koszt z tego powodu jest zazwyczaj niższy niż w innych krajach. 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.

A study by the International Renewable Energy Agency (IRENA) focusing on the cost of financing renewable energy projects indicates that the share of debt in financing onshore energy in Europe is 80% or more. The share of debt in North America tends to be lower (35–65%) due to tax credits that encourage the use of equity, the cost of which tends to be lower than in other countries for this reason. The extent to which debt financing is employed in Europe is influenced by, among other things, the size and rating of the investor-borrower, the investment risk of the country, the interest rate level, the existence, type and duration of support schemes and the specifics of the commercial assumptions of the project.

Rysunek 1. Średnioważony koszt kapitału dla lądowej energetyki wiatrowej według kraju, 2019–2021

Fig. 1. Weighted average cost of capital for onshore wind energy sector by country, 2019-2021



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie IRENA (2023)

Source: Compiled by Baker Tilly TPA based on IRENA (2023)

Mapa ukazuje przeciętny procentowy poziom średnioważonego kosztu kapitału dla lądowych farm wiatrowych w Polsce i innych krajach Europy dla lat 2019–2021. Ze względu na wzrost poziomu stóp procentowych w ostatnich latach koszt kapitału istotnie wzrósł. Aktualny koszt kapitału dla lądowej energetyki wiatrowej szacujemy na 8,0–10% dla Polski oraz 4,6–7,3% dla krajów Europy Zachodniej w zależności od wielkości projektu oraz ryzyka specyficznego dla kraju.

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.

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:	8 100 000 PLN
EBITDA/1 MW:	909 000 PLN
Koszt finansowania dłużnego:	WIBOR 3M (5,85%) + Marża 2,0%

The map shows the average percentage weighted average cost of capital for onshore wind farms in Poland and other European countries in the years 2019–2021. Due to the increase in interest rates in recent years, the cost of capital has increased significantly. We estimate the current cost of capital for onshore wind power at 8.0–10% for Poland and 4.6–7.3% for Western European countries, depending on project size and country-specific risks.

3.3. Tax shield related to financial expenses vs deductibles

When debt financing is employed, it is not always possible to take full advantage of the effects of the tax shield. This is related to regulations that govern the limit of debt financing costs, above which they cannot be included in deductible expenses. This limit is the higher of the following:

- PLN 3,000,000 or
- 30% of the EBITDA tax amount.

In addition, a provision was introduced into the CIT act, according to which debt financing costs obtained from affiliated entities are not considered tax-deductible to the extent that they are applied for capital transactions (e.g., the acquisition or subscription of shares), the payment of surcharges, an increase in share capital or the redemption of treasury shares for cancellation. At the end of 2022, these rules were liberalized. According to the amendment, financing costs for restructuring transactions, including for the acquisition of shares in unrelated entities, do not limit the recognition of debt financing costs as deductible expenses, subject, of course, to the limits indicated above.

The act on Corporate Income Tax defines tax-related EBITDA. These are all revenues (excluding revenue of an interest nature) minus deductible expenses excluding depreciation and amortization, and debt financing costs not included in the initial value of fixed assets.

Taking into account the above tax regulations, we conducted an analysis of a reference project. Its purpose was to determine the maximum value of the share of debt in the financing structure for which interest costs would be fully deductible. Model assumptions were based on the analyses discussed in later sections of this report. These are:

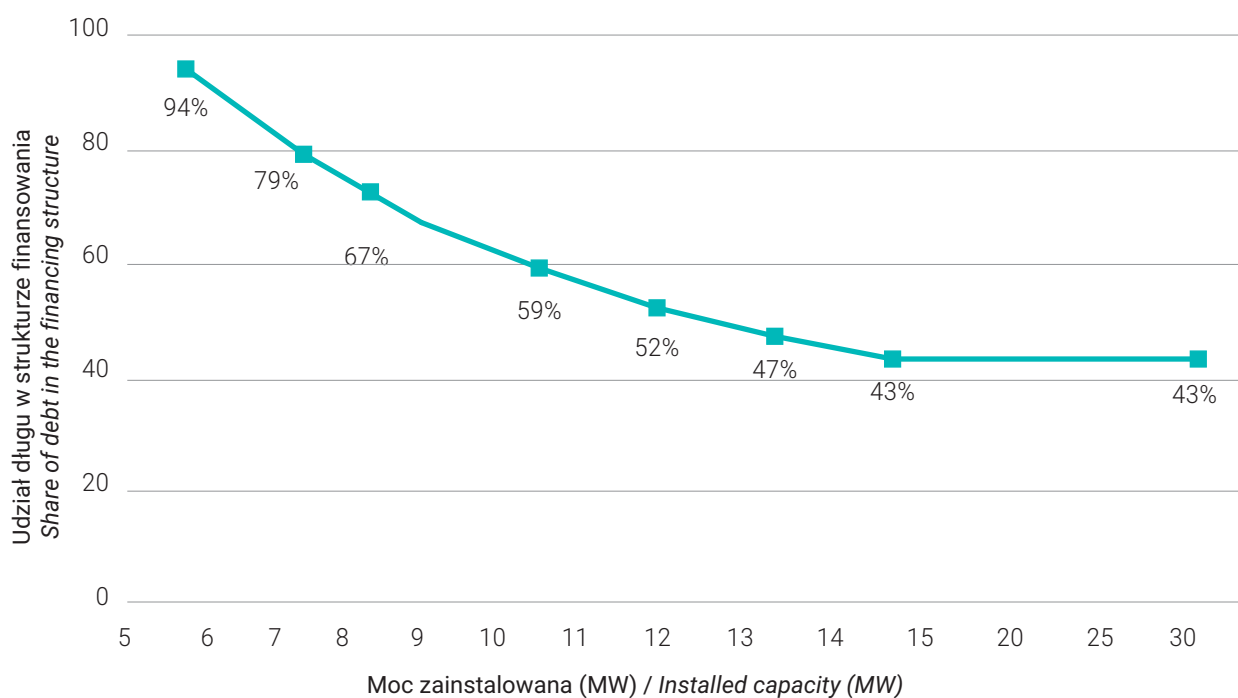
CAPEX/1MW:	PLN 8,100,000
EBITDA/1MW:	PLN 909,000
Debt financing cost:	WIBOR 3M (5.85%) + Margin 2.0%

Wyniki pozwalają stwierdzić, że oczekiwana wartość graniczna mocy farmy, przy której 30% EBITDA będzie powyżej 3 mln PLN, to ok. 11 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 11 MW, przy którym możliwe jest pełne wykorzystanie efektów tarczy podatkowej, to ok. 43%. 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.

The results allow us to conclude that the expected limit value of the farm's capacity, at which 30% of EBITDA will be above PLN 3 MM, is approximately 11 MW. This means that as of this level (of wind farm capacity), the cost of debt financing will be partially excluded from the tax-deductible revenue in excess of 30% of EBITDA. Calculations indicate that the cut-off point for the share of debt in the financing structure for farms larger than 11 MW, at which it is possible to take full advantage of the effects of the tax shield, is about 43%. This means that any amount of credit financing an investment, incurred above this threshold, carries the risk of paying more tax. However, this does not mean that this is the threshold for profitable use of debt capital. Also important is its cost, which will always be lower than the cost of equity, although the lack of a tax shield will partially offset the difference.

Wykres 7. Teoretyczny próg zadłużenia, przy którym w pełni wykorzystane są efekty tarczy podatkowej, w zależności od wielkości inwestycji (mocy zainstalowanej farmy wiatrowej)

Chart 7. Theoretical debt threshold at which the full effects of the tax shield are utilized, depending on the size of the project (installed capacity of the wind farm)



Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

Source: Own compilation by Baker Tilly TPA

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

The figure presents a theoretical debt threshold, where the full effects of the tax shield are utilized depending on the size of the investment.

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

The theoretical debt threshold was estimated 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 utilized, would increase for units of each size.

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 i zastąpienie 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

The smaller the installed capacity of a new wind farm, the more viable it becomes to employ debt capital in terms of taking advantage of the effects of the tax shield. However, please remember that such a level of debt will not always be possible – smaller projects, and therefore 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, the profitable level of debt will be higher than the 43% discussed, even despite the loss of some of the tax shield benefits. Large entities are typically characterized by access to a lower financing cost, which translates to the profitability of employing high leverage. Higher debt financing increases the value of a project due to a reduction in the weighted average cost of capital. However, this will not be a linear relationship, as the probability of financial distress grows as debt increases. Agency costs and the cost of potential borrower bankruptcy are also not easy to estimate.

Each project has its own characteristics, which enable determining the optimal financing structure. However, under reference conditions (with the assumptions described above), it can be assumed that, in order to maximize the value of the project, the level of external debt should be a minimum of 34%, which will translate into an increase in the profitability of a given investment.

Revenue stream design

The main source of revenue for a wind power generator is the sale of electricity. For facilities commissioned before the end of June 2016, certificates of origin, known as green certificates, are an additional source of revenue. For every 1 MWh produced from RES, the generator is granted one green certificate, which can be sold on the market or under a bilateral contract with an entity interested in buying it (generally, a seller of electricity to the end user).

Due to some drawbacks of this system and the perception that it provides excessive support for RES facilities, it was decided in the middle of the last decade to extinguish it and replace it with an auction system, which greatly reduces the uncertainty associated with the risk of changes in energy prices and, consequently, sales revenues. An auction participant pledges to sell a certain volume of electricity over a period of 15 years at a fixed price.

The auction is won by those offering the lowest price for the energy supplied, until the pool of volume available at a given auction, ordered by the President of the Energy Regulatory Office, is exhausted. Such a mechanism results

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 osiągania 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. Odmiennie niż przy aukcji, pojawia się ryzyko związane z tym, że gwarantem jest odbiorca komercyjny, a nie państwo.

Instalacje produkujące energię elektryczną w ilości przekraczającej kontrakty długoterminowe (aukcyjne lub prywatne) sprzedają nadwyżkę po cenach rynku spot lub w ramach innych typów kontraktów. Należy dodać, że dla instalacji o mocy równej lub większej niż 0,5 MW efektywna cena sprzedaży zostanie pomniejszona o koszty bilansowania handlowego, które zazwyczaj wynoszą około 2% (dla instalacji poniżej 0,5 MW koszt ten ponosi sprzedawca z urzędu).

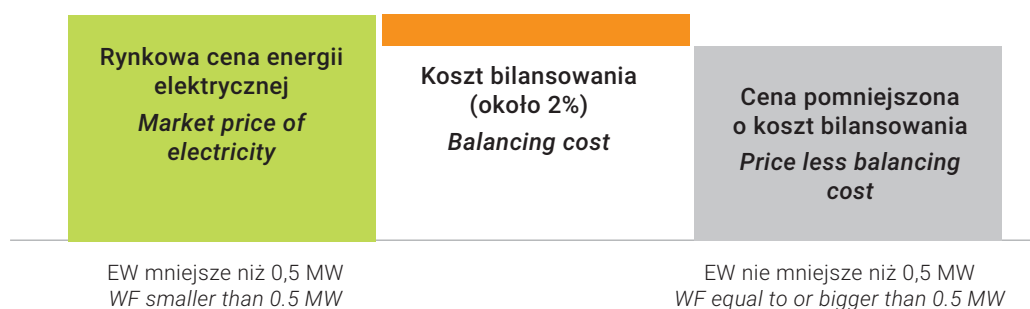
in less efficient generators being displaced by more effective ones, so that weaker, less profitable projects cannot rely on the auction to hedge their price risk. Price risk mitigation is based on the fact that the sales price set at the auction each year is indexed against the inflation rate for the previous year announced by the President of the Statistics Poland. Such support is granted for a period of 15 years from the start of RES electricity production, and the exact settlement of the contract is executed following the concept of the so-called contract for difference, discussed in detail in Section II. 1, chapter 1.4. ("Auction support system").

It is possible for facilities participating in the green certificate system (i.e., commissioned before 1 July 2016) to move to the auction system under the so-called migration auctions. However, to date, this is only a theoretical possibility for photovoltaic and wind farms, as such auctions have still not been organized by the President of the Energy Regulatory Office. Projects that have been commissioned after 1 July 2016, have not won an auction and do not employ alternative means of securing a revenue stream (e.g., under a PPA) must sell the energy they produce at market price. This leaves them with full exposure to energy prices and higher risk.

An alternative to auctions is to enter into a bilateral power purchase agreement (PPA – *Power Purchase Agreement*; cPPA – *Corporate Power Purchase Agreement*) for a certain period at a fixed price (or price-setting mechanism), whereby price uncertainty is eliminated for the contract period. PPAs for shorter periods are currently in use, but contracts for up to a dozen or so years are becoming more common. On the one hand, this provides some hedging against declining prices, but on the other, a power generator deprives itself under such a contract of the possibility to generate more revenue in the event of price increases. The result, however, is reducing the risk of the project and ensure that banks agree to contribute to financing. The impact of such collateral on the value of the project itself is also not insignificant. Unlike an auction, there is a risk associated with the fact that the guarantor is a commercial customer and not the state.

Facilities producing electricity in volumes excess of long-term contracts (auction or private) will sell the surplus at spot market prices or under other types of contracts. It should be added that for facilities equal to or greater than 0.5 MW, the effective sales price will be reduced by the cost of commercial balancing, which is usually about 2% (for facilities below 0.5 MW, this cost is borne by the designated seller).

Wykres 8. Efektywna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku w elektrowniach wiatrowych (EW)



Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

Chart 8. Effective selling price of electricity on the market in wind power plants (EW)

Source: Own compilation by Baker Tilly TPA

Z wyników ankiety przeprowadzonej wśród członków PSEW wynika, że w ostatnich latach zmienił się sposób zabezpieczania przychodów ze sprzedaży dla farm wiatrowych. Jeszcze kilka lat temu znaczna większość inwestorów starała się zabezpieczyć wolumen i cenę sprzedaży energii poprzez udział w aukcjach organizowanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Aktualnie najpopularniejszą formą zabezpieczenia sprzedaży są umowy PPA/cPPA niekiedy równoległe do kontraktacji w ramach aukcji. Mniejsza część inwestorów zabezpiecza przychody wyłącznie na podstawie aukcji lub nie zabezpiecza ich wcale.

Również podejście do udziału energii elektrycznej podlegającej zabezpieczeniu w formie gwarantowanej ceny aukcyjnej lub kontraktu PPA jest zróżnicowane. Część podmiotów agresywnie zabezpiecza wolumen sprzedaży energii na poziomie 70–80% wolumenu. Niektórzy z kolei preferują większą ekspozycję na rynkowe ceny energii, zabezpieczając do 50% produkcji. Przy określaniu ceny sprzedaży energii większość ankietowanych bierze pod uwagę przede wszystkim rentowność własnego projektu oraz aktualne ceny energii czarnej.

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. Szacujemy, że obecnie w systemie pozostaje około 5 GW mocy ze źródeł wiatrowych, ponad połowa wszystkich operujących mocy wiatrowych. Dla porównania: moc instalacji wiatrowych, które wygrały aukcje, jest na podobnym poziomie i wynosi 5,4 GW, jednak około 2 GW zostało już zbudowanych i wytworzyło energię.

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 (certyfikatów), przy-

The results of a survey among PWEA members show that in recent years the way sales revenues for wind farms have been secured has changed. Until a few years ago, the vast majority of investors tried to secure the volume and price of energy sales by participating in auctions organized by the President of the Energy Regulatory Office. Currently, the most popular form of sales hedging are PPAs/cPPAs, sometimes combined with auction contracting. A smaller number of investors secure revenues solely based on auctions or do not secure them at all.

The approach towards the share of electricity subject to hedging in the form of a guaranteed auction price or a PPA contract also varies. Certain entities aggressively hedge up to 70–80% of the energy sales volume. On the other hand, other prefer greater exposure to market energy prices, hedging up to 50% of production. When determining the energy sale price, most of those surveyed primarily consider the profitability of their own project and current black power prices.

4.1. Green Certificate system

The main pillar of the support system for electricity production from existing renewable sources is the so-called green certificate system, which has been operating since 2005 and is currently being phased out. The last facilities eligible for green certificates are those put into operation by mid-2016. We estimate that about 5 GW of wind power capacity remains within the system today, more than half of all operating wind power capacity. In comparison, the capacity of wind facilities that have won auctions is at a similar level of 5.4 GW, but about 2 GW have already been built and generated power.

The green certificate system imposes a duty on offerors to maintain a fixed share of RES energy. This obligation can be fulfilled by presenting for redemption an appropriate number of certificates of origin of RES energy (certificates), granted to generators of this electricity, or by paying a so-called

znawanych producentom tej energii elektrycznej lub uiszczenie tzw. *opłaty zastępczej*. Obowiązek umorzeniowy wynika z regulacji prawnych oraz wolumenu sprzedaży energii do odbiorców końcowych, co określa art. 52 Ustawy OZE. Wysokość obowiązku na 2022 r. została zmniejszona do 18,5%, a następnie do 12% na 2023 r. Zgodnie z rozporządzeniem Ministerstwa Klimatu i Środowiska w 2024 r. poziom obowiązku został dalej obniżony do 5,0%. Zgodnie z uzasadnieniami strony rządowej wskazany poziom obowiązku ma przyczynić się do ograniczenia stopnia obciążenia odbiorców końcowych w związku z wysokimi kosztami energii. 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 sprzedażą 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). 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 OZE 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 2019–2023 miesięczne średnie ceny zielonych certyfikatów wazone wolumenem zrealizowanych transakcji zawieranych na TGE mieściły się w przedziale od 47,0 PLN/MWh do 287,4 PLN/MWh dla transakcji sesyjnych. Cena certyfikatów rosła lub utrzymywała się na podobnym

substitute fee. The redemption obligation arises from legal regulations and the volume of energy sales to end users, as defined in Art. 52 of the RES Act. The amount of the obligation for 2022 was reduced to 18.5%, and then to 12% for 2023. Pursuant to a decree of the Ministry of Climate and Environment, the obligation level was further reduced to 5.0% in 2024. According to the government party's justifications, the indicated obligation level is expected to contribute to reducing the degree of burden on end users due to high energy costs. Obligated include:

- industrial customers – included in the list published by the President of the ERO, who consumed more than 100 GWh of electricity in the calendar year preceding the year of obligation fulfilment
- power utilities – which produce electricity or are involved in its marketing and sale to end users
- end consumers other than industrial consumers – who at the same time are member of the Polish Power Exchange (POLPX) or members of a market organized by an entity operating a regulated market in Poland
- end consumers other than industrial consumers who consumed more than 100 GWh of electricity in the calendar year preceding the year of obligation fulfilment.

The market value of green certificates is shaped on the POLPX, and their upper value limit is the substitute fee, since its payment frees a given entity from the obligation to purchase and redeem certificates. For a long time, the substitute fee was set at 300.03 PLN/MWh, but it gradually lost its significance due to the decline in the price of the PMOZE_A instrument (the designation of green certificates on the POLPX). From an economic point of view, the lower price barrier for green certificates is the level of PLN 5/MWh, since by redeeming a green certificate one can obtain an excise tax exemption of PLN 5/MWh.

Due to the low market price of green certificates, many previously signed bilateral contracts (which involved the sale of green certificates at a fixed, higher-than-market price) were terminated by energy sellers (green certificate recipients). In September 2017, an amendment to the RES Act came into force, setting the substitute fee for a given calendar year at 125% of the annual weighted average price of green certificates, but no more than PLN 300.03/MWh. In the event that any of the weighted average prices of property rights are lower than the unit value of the substitute fee, the obligation is fulfilled by presenting a green certificate for redemption.

In 2019-2023, monthly average prices of green certificates averaged with the volume of transactions executed on POLPX ranged from PLN 47.0/MWh to PLN 287.4/MWh for session transactions. The price of certificates increased or remained at a similar level in 2019-2022. In 2018, the average

poziomie w latach 2019–2022. W 2018 r. średnia cena certyfikatów wyniosła 132,2 PLN/MWh i wzrosła do 191,8 PLN/MWh w 2022 r. Pod koniec 2023 r., z powodu kolejnego zmniejszenia obowiązku umorzeń do 5%, nastąpił istotny spadek cen w transakcjach sesyjnych. Średnia cena za cały rok (ważona wolumenem) zielonego certyfikatu wyniosła 158,2 PLN/MWh. Cena za grudzień 2023 r. wyniosła już jedynie 60,3 PLN/MWh. W 2023 r. nastąpiła kontynuacja spadku wolumenu transakcji zawartych na TGE. Wyniósł on 5,2 TWh i był niższy o 20% od tego z roku poprzedniego.

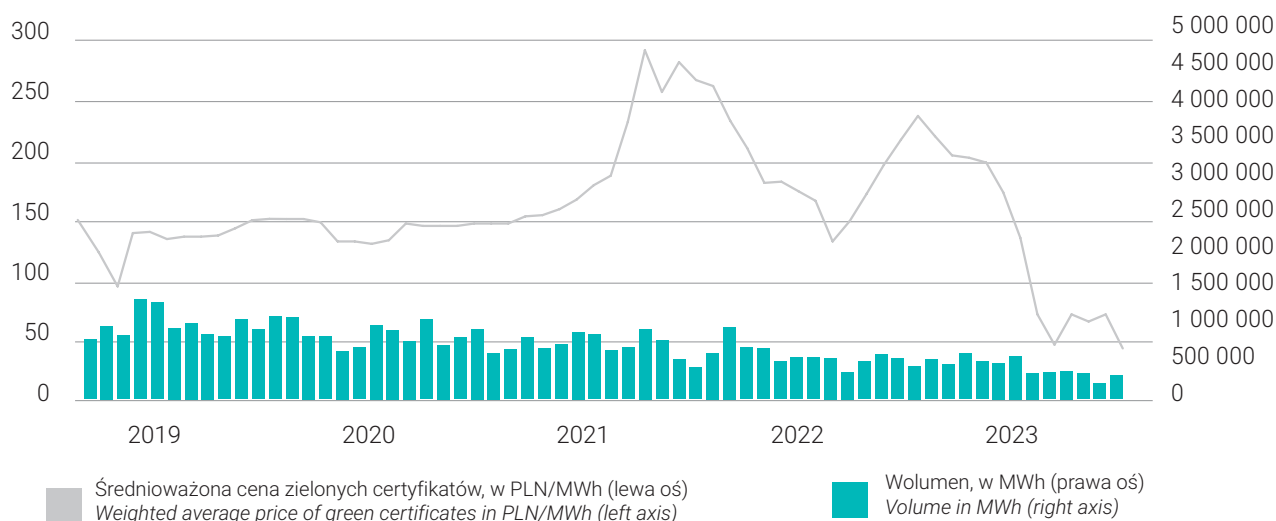
Poniższy wykres przedstawia ceny oraz wolumen zielonych certyfikatów (PMOZE_A) w transakcjach sesyjnych w okresie od stycznia 2019 r. do lutego 2023 r. w ujęciu miesięcznym.

price of certificates was 132.2 PLN/MWh and increased to 191.8 PLN/MWh in 2022. At the end of 2023, due to another reduction in the redemption obligation to 5%, there was a significant decline in session trading prices. The average green certificate price for the entire year (volume-weighted) was 158.2 PLN/MWh. The price for December 2023 was already only 60.3 PLN/MWh. The drop in the volume of transactions concluded on POLPX continued in 2023. It amounted to 5.2 TWh and was 20% lower than that in the previous year.

The chart below shows green certificate prices and volume (PMOZE_A) in session transactions from January 2019 to February 2022 on a monthly basis.

Wykres 9. Notowania cen zielonych certyfikatów w transakcjach sesyjnych na TGE

Chart 9. Green certificate price quotations in session transactions on the POLPX



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych TGE

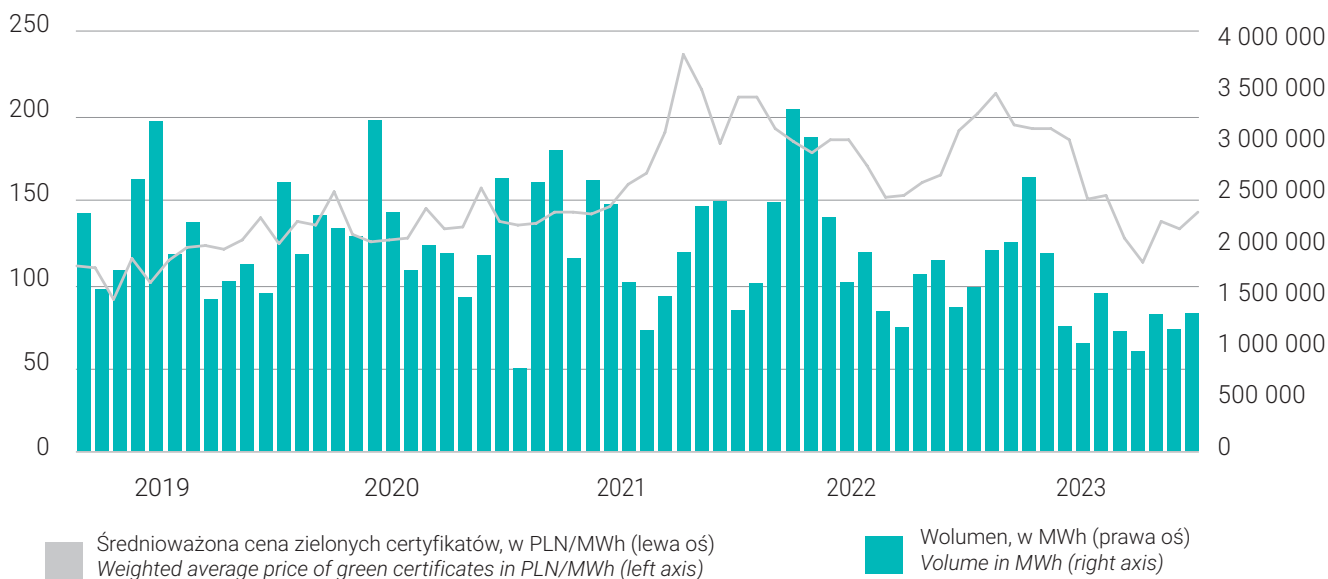
Source: Baker Tilly TPA analysis based on PPE data

W okresie ostatnich 5 lat miesięczne średnioważone wolumenem ceny w transakcjach pozasesyjnych mieściły się w przedziale od 92,4 PLN/MWh do 207,8 PLN/MWh. Ceny w transakcjach pozasesyjnych charakteryzowały się mniejszą zmiennością niż w transakcjach sesyjnych, co wynika głównie z zawieranych długoterminowych umów na sprzedaż certyfikatów oraz większej głębokości rynku. Od 2019 r. średnioroczne ceny wzrosły z 112,6 PLN/MWh do 184,5 PLN/MWh w 2023 r. Do 2022 r. ceny na obu rynkach były względnie podobne, przy czym w 2023 r. ceny dla transakcji pozasesyjnych wzrosły pomimo spadku obowiązku umorzeniowego. Wynika to prawdopodobnie z długoterminowego charakteru umów bilateralnych na sprzedaż certyfikatów. Poniższy wykres przedstawia ceny zielonych certyfikatów (PMOZE_A) w transakcjach pozasesyjnych w okresie od stycznia 2019 r. do lutego 2024 r. w ujęciu miesięcznym.

Over the past 5 years, the monthly volume-weighted average prices in OTC transactions ranged from PLN 92.4/MWh to PLN 207.8/MWh. Prices in OTC transactions were characterized by lower volatility than in the case of session transactions, which is mainly due to long-term contracts for the sale of certificates and greater market depth. Starting in 2019, average annual prices increased from 112.6 PLN/MWh to 184.5 PLN/MWh in 2023. By 2022, prices in both markets were relatively similar, with prices for OTC transactions increasing in 2023 despite a decrease in the redemption obligation. This is likely due to the long-term nature of bilateral contracts for the sale of certificates. The chart below shows green certificate prices (PMOZE_A) in OTC transactions from January 2019 to February 2024 on a monthly basis.

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

Chart 10. Green certificate price quotations in OTC transactions on the POLPX



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych TGE

Source: Baker Tilly TPA analysis based on PPE data

Wolumen transakcji pozasesyjnych w 2023 r. wyniósł 14,1 TWh, o 21% mniej niż rok wcześniej.

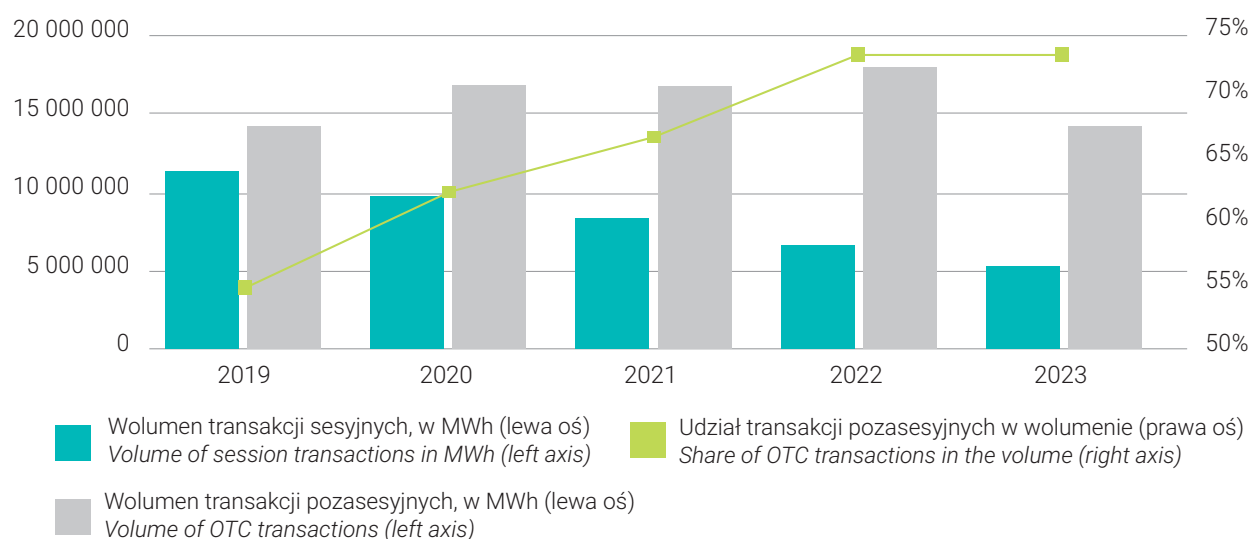
The volume of OTC transactions in 2023 was 14.1 TWh, a decline of 21% relative to the previous year.

Transakcje pozasesyjne stanowią większość transakcji zawieranych na rynku zielonych certyfikatów. W okresie 2019–2023 około 2/3 transakcji było zawieranych w transakcjach pozasesyjnych. W ostatnich latach udział transakcji pozasesyjnych stopniowo się zwiększał i w 2023 r. wyniósł 73,0%.

OTC account for the majority of transactions concluded in the green certificate market. In the 2019-2023 period, about two-thirds of the transactions were OTC. In recent years, the share of OTC transactions has gradually increased and amounted to 73.0% in 2023.

Wykres 11. Wolumen transakcji na rynku zielonych certyfikatów

Chart 11. Green certificate market transaction volume



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych TGE

Source: Baker Tilly TPA analysis based on PPE data

Całkowity wolumen dla transakcji sesyjnych i pozasesyjnych w 2023 r. wyniósł 19,3 TWh, o 20,9% mniej niż rok wcześniej. Wolumen transakcji sesyjnych systematycznie spada i w ciągu ostatnich 4 lat zmniejszył się ponaddwukrotnie. Wolumen transakcji pozasesyjnych znajduje się na podobnym poziomie jak w 2019 r. W tabeli przedstawione zostały średnioważone wolumenem ceny oraz wolumeny transakcji zawartych na TGE oraz w transakcjach pozasesyjnych w okresie 2019–2023.

The total volume for session and OTC transactions in 2023 was 19.3 TWh, 20.9% less than a year earlier. The volume of session transactions has been steadily declining and has more than doubled over the past four years. The volume of OTC transactions is at a similar level as in 2019. The table shows the weighted average prices and volumes of transactions concluded on POLPX and in OTC transactions in the period 2019-2023.

Tabela 1. Rynek zielonych certyfikatów w okresie 2019–2023

Table 1. Green certificate market for the period 2019-2023

Rynek zielonych certyfikatów Green certificate market	2019	2020	2021	2022	2023
Transakcje TGE / PPE transactions					
Średnioważona cena (PLN/MWh) Weighted average price (PLN/MWh)	132,19	138,22	191,87	191,80	158,18
zmiana r./r. / YoY change	27,3%	4,6%	38,8%	0,0%	-17,5%
Wolumen (MWh) / Volume (MWh)	11 225 629	9 662 019	8 277 357	6 540 567	5 207 784
zmiana r./r. / YoY change	-23,3%	-13,9%	-14,3%	-21,0%	-20,4%
Transakcje pozasesyjne / OTC transactions					
Średnioważona cena (PLN/MWh) Weighted average price (PLN/MWh)	112,64	141,40	154,58	175,62	184,47
zmiana r./r. / YoY change	40,8%	25,5%	9,3%	13,6%	5,0%
Wolumen (MWh) / Volume (MWh)	14 082 380	16 679 940	16 616 523	17 799 323	14 054 650
zmiana r./r. / YoY change	-17,5%	18,4%	-0,4%	7,1%	-21,0%
Rynek zielonych certyfikatów ogółem / Total green certificate market					
Średnioważona cena (PLN/MWh) Weighted average price (PLN/MWh)	121,31	140,23	166,19	179,97	177,36
zmiana r./r. / YoY change	33,3%	15,6%	19,1%	7,8%	-1,4%
Wolumen (MWh) / Volume (MWh)	25 308 009	26 341 959	24 893 880	24 339 890	19 262 434
zmiana r./r. / YoY change	-20,2%	4,1%	-5,5%	-2,2%	-20,9%
Udział transakcji zawieranych na TGE Share of transactions concluded on TGE	44,4%	36,7%	33,3%	26,9%	27,0%

Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych TGE

Source: Baker Tilly TPA analysis based on PPE data

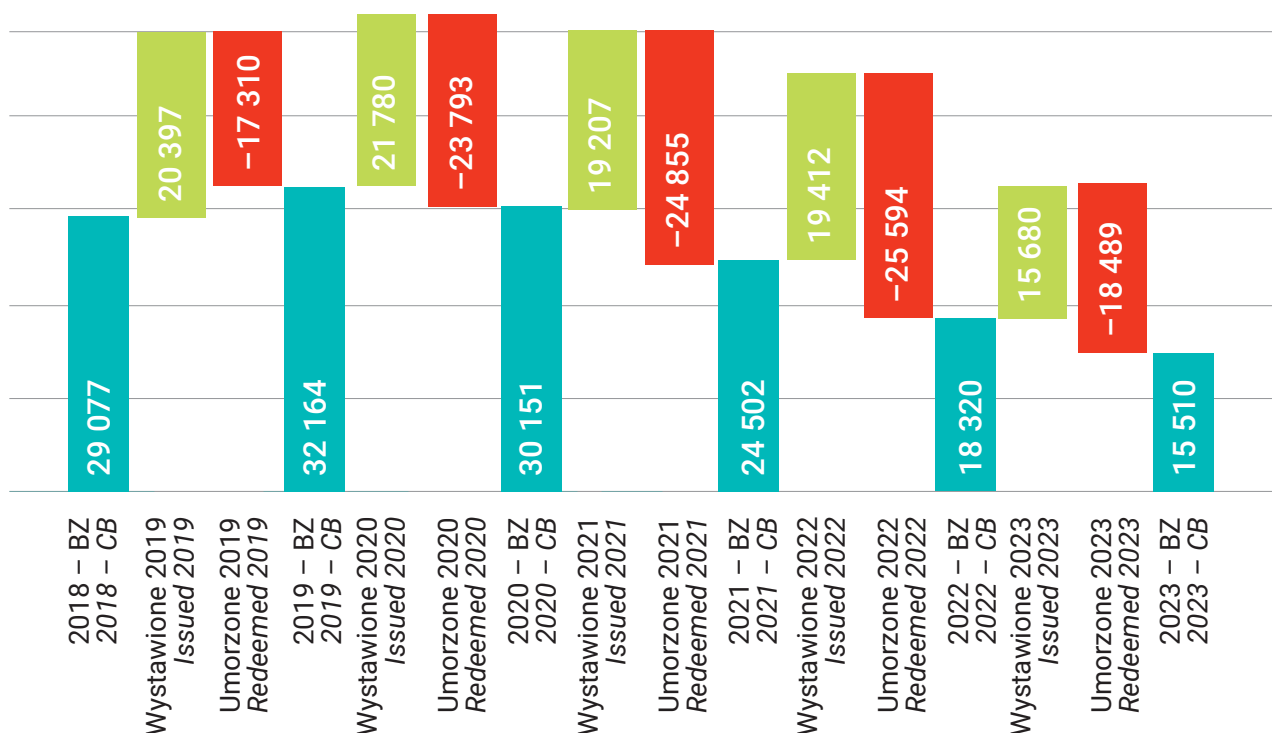
Na ceny certyfikatów w dużym stopniu ma wpływ ich podaż. To właśnie nadpodaż certyfikatów była przyczyną spadku cen w pierwszej połowie 2017 r. W 2023 r. wystawiono świadectwa o łącznej wartości 15,7 TWh, a o wartości 18,5 TWh umorzono. W ostatnich latach ilość zarejestrowanych zielonych certyfikatów systematycznie spada, a na koniec 2023 r. wyniosła 15,5 TWh. Saldo bez uwzględnienia certyfikatów zablokowanych do umorzenia wyniosło natomiast 12,4 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

Certificate prices are largely influenced by the supply. It was the oversupply of certificates that caused the price drop in the first half of 2017. In 2023, certificates worth a total of 15.7 TWh were issued and 18.5 TWh were redeemed. In recent years, the amount of registered green certificates has been steadily declining, and at the end of 2023, it amounted to 15.5 TWh. In contrast, the balance excluding certificates blocked for redemption was 12.4 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 offerors. In reality, the true oversupply of certificates is smaller, and its exact value is difficult to estimate.

nadpodaż certyfikatów jest mniejsza, a jej dokładna wartość jest trudna do oszacowania.

Wykres 12. Bilans zielonych certyfikatów w rejestrze świadectw pochodzenia (GWH)

Chart 12. Balance of green certificates in the register of certificates of origin (GWh)



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych TGE

Source: Compiled by Baker Tilly TPA based on TGE data

Coroczna podaż zielonych certyfikatów była w latach 2016–2020 względnie stała (brak nowych projektów od połowy 2016 r., zmiany wynikające jedynie z warunków wietrznych), lecz w miarę upływu czasu z systemu wyłączane są kolejne instalacje funkcjonujące dłużej niż 15 lat. Szacuje się, że do 2025 r. z systemu wyjdzie kolejne ok. 1 GW mocy. Pomimo stopniowego spadku mocy instalacji korzystających z systemu, skokowe obniżenie poziomu obowiązku do 5%, przyczyni się do zwiększenia nadpodaży certyfikatów. Według naszych szacunków, zakładając, że bieżący poziom obowiązku utrzyma się na stałym poziomie 5%, skumulowana nadwyżka zielonych certyfikatów zwiększy się do około 40 TWh na koniec 2027 r. Następnie, na skutek wychodzenia niektórych jednostek z systemu po upływie 15-letniego okresu wsparcia, nadwyżka będzie się stopniowo obniżać, jednak na koniec 2030 r. nadal będzie wynosić 33 TWh.

The annual supply of green certificates was relatively constant between 2016 and 2020 (no new projects since mid-2016, changes due only to wind conditions), but more facilities operating for more than 15 years are being taken out of the system over time. It is estimated that another approximately 1 GW of capacity will leave the system by 2025. Despite the gradual decline in the capacity of facilities within the system, the abrupt reduction in the obligation level to 5% will increase the oversupply of certificates. According to our estimates, assuming that the current obligation level remains constant at 5%, the cumulative surplus of green certificates will increase to about 40 TWh at the end of 2027. Thereafter, as a result of some units leaving the system after the 15-year support period expires, the surplus will gradually decrease, but will still amount to 33 TWh at the end of 2030.

Wykres 13. Symulacja podaży i popytu* oraz skumulowanej nadwyżki dla zielonych certyfikatów.

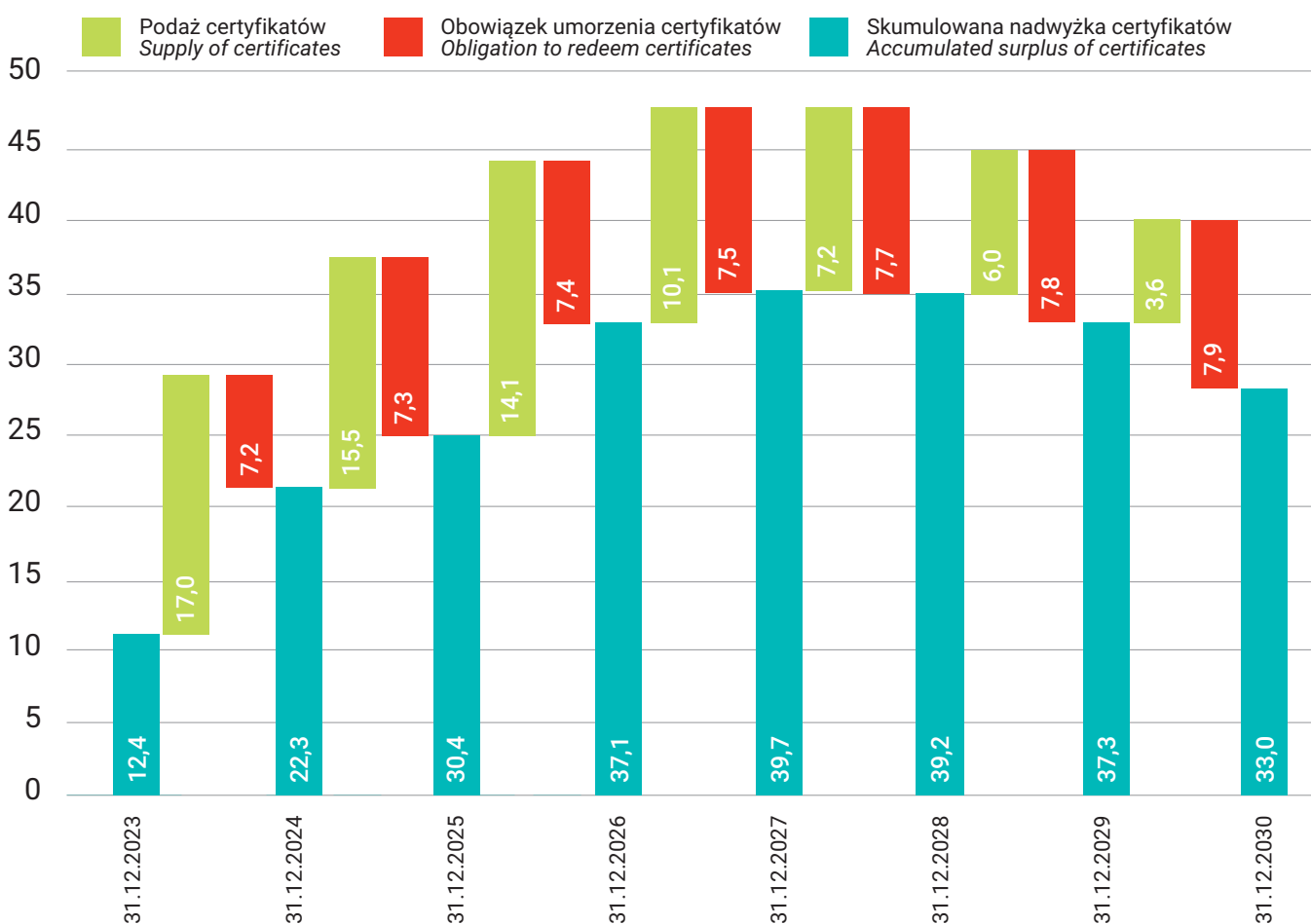


Chart 13. Simulation of supply and demand* and cumulative surplus for green certificates

Źródło: Baker Tilly TPA na podstawie danych TGE, URE oraz PSE

Source: Baker Tilly TPA based on data from TGE, the ERO and PSE

Nota(*): Popyt na zielone certyfikaty został oszacowany na podstawie historycznych danych o umorzeniach zielonych certyfikatów, poziomie obowiązku w danym roku oraz prognozy zapotrzebowania na energię przygotowaną przez PSE. Poziom obowiązek umorzenia certyfikatów wynosi 5% dla całego okresu prognozy.

Note(*): Demand for green certificates has been estimated based on historical data on green certificate redemptions, the obligation level in a given year and the energy demand forecast prepared by PSE. The level of obligation to redeem certificates is 5% for the entire forecast period.

W ostatnich latach zmienność cen zielonych certyfikatów istotnie wzrosła. Zmniejszenie obowiązku umorzeniowego na 2024 r. z do 5% spowodowało załamanie ceny na rynku transakcji sesyjnych, która za luty 2024 r. wyniosła 46,4 PLN/MWh. Z czasem powinniśmy też zaobserwować spadek cen na rynku transakcji pozasesyjnych, które dostosowują się wolniej do nowych warunków ze względu na długoterminowy charakter umów dwustronnych, na podstawie których są sprzedawane.

The volatility of green certificate prices has increased significantly in recent years. The reduction of the redemption obligation for 2024 from up to 5% caused a collapse in the session transaction market price, which for February 2024 was 46.4 PLN/MWh. Over time, we should also expect a decline in the prices on the OTC market, which adjust slower to the new conditions due to the long-term nature of the bilateral contracts under which they are sold.

Prognozowanie cen zielonych certyfikatów jest obarczone dużym ryzykiem błędu, biorąc pod uwagę historyczną zmienność ich notowań oraz ich uzależnienie od czynników regulacyjnych. Jeżeli nadpodaż certyfikatów istotnie wzrośnie, Ministerstwo Klimatu i Środowiska może zdecydować

Forecasting the price of green certificates is burdened with a high error risk, given the historical volatility of their quotations and their dependence on regulatory factors. If the oversupply of certificates increases significantly, the Ministry of Climate and Environment may decide to increase the

dować się na zwiększenie obowiązku umorzeniowego, co przyczyni się do wzrostu ceny.

4.2. System aukcyjny

W systemie aukcyjnym mogą brać udział instalacje, które rozpoczęły 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. Okres wsparcia obowiązuje od momentu pierwszego wytworzenia energii w danej instalacji (bez rozruchu technologicznego), jednak nie dłużej niż do 30 czerwca 2047 r. Zgodnie z tzw. regułą wymuszenia konkurencji 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 ogłaszanym przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego.

Instalacje w systemie aukcyjnym sprzedają energię po cenie rynkowej ustalonej na rynku spotowym Towarowej Giełdy Energii, natomiast różnica pomiędzy zakontraktowaną ceną z aukcji (podlegającą waloryzacji) a ceną rynkową rozliczana jest z Operatorem Rozliczeń Energii Odnawialnej („OREO”) na zasadzie kontraktów na różnicę. Funkcję OREO pełni jednoosobowa spółka Skarbu Państwa Zarządca Rozliczeń S.A. Rozliczenie dotyczy zadeklarowanego w aukcji wolumenu sprzedaży energii w miesięcznych okresach rozliczeniowych. 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. W sytuacji odwrotnej dodatnie saldo powstające wskutek wyższej ceny rynkowej niż zakontraktowana cena z aukcji przeznaczane jest na pokrycie ewentualnych ujemnych sald w przyszłości, a jeżeli po zakończeniu każdego trzyletniego okresu rozliczeniowego wsparcia wystąpiłoby dodatnie saldo, nadwyżka ta jest zwracana OREO.

Wytwórcy wygrywający aukcję są zobowiązani do sprzedaży 85% zadeklarowanego w aukcji wolumenu sprzedaży energii. Będzie on rozliczany po zakończeniu każdego pełnych 3 lat kalendarzowych oraz na koniec 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%).

redemption obligation, which will contribute to an increase in the price.

4.2. Auction system

Facilities that began generating electricity after 1 July 2016 can participate in the auction system. Projects that began producing energy before 1 July 2016 may also participate; however, provided that the total period of support may not exceed 15 years, including the period of receiving green certificates. The period of support is valid from the moment of the first generation of energy in a given facility (without technological start-up), but no longer than until 30 June 2047. In accordance with the so-called rule of forcing competition, the auction is won by participants offering the lowest electricity selling price, whose bids did not exceed 100% of the value or quantity of energy specified in the auction announcement and 80% of the quantity of energy covered by all bids. The price obtained as a result of the auction is subject to annual indexation by the average annual total consumer price and service change index relative to the previous calendar year, announced by the President of the Statistics Poland.

Facilities in the auction system sell energy at the market price determined on the spot market of the Polish Power Exchange, while the difference between the contracted auction price (subject to indexation) and the market price is settled with the Renewable Energy Settlement Operator ('RESO') on a contract-for-difference basis. The function of RESO is conducted by a one-person company of the State Treasury, Zarządca Rozliczeń S.A. Settlement applies to the energy sales volume declared in the auction in monthly settlement periods. If, in a given settlement period, the market price of energy is lower than the indexed auction sales price in effect during that period, a negative balance will arise, which will be covered by RESO within 30 days of the application. In the reverse situation, the positive balance arising from a market price higher than the contracted auction price is allocated to cover any negative balances in the future, and if there would be a positive balance at the end of each three-year support settlement period, the excess is returned to RESO.

Generators winning the auction are required to sell 85% of the energy volume declared in the auction. It will be settled after the end of every full three calendar years and at the end of the support period. If the generated volume does not exceed 85% of the volume declared in the auction, the President of the Energy Regulatory Office imposes a fine on the generator equal to the product of half of the unproduced energy volume and its purchase price. The chart below shows a hypothetical situation in the case of producing less volume than declared (75% instead of 85%).

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

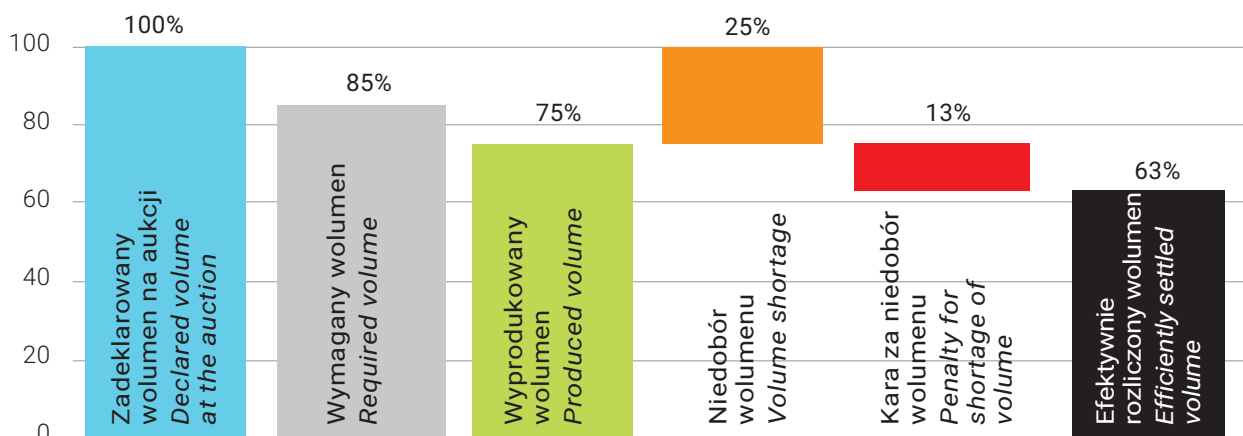


Chart 14. Diagram of the settlement of the energy sales volume in the event of a production shortfall

Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA

Source: Compiled by Baker Tilly TPA

Producenci energii elektrycznej sprzedają zazwyczaj tylko część wolumenu wytworzonej energii elektrycznej w ramach aukcji w zależności od przyjętej strategii sprzedaży. Pozostała część sprzedawana jest w formie umów PPA oraz na rynku spot. Pozwala to na elastyczne zarządzanie strukturą sprzedaży w danym okresie, tak aby zmaksymalizować przychody ze sprzedaży energii.

W przypadku gdy cena rynkowa jest niższa od ceny aukcyjnej, producent może zwiększyć wolumen rozliczany w ramach aukcji, ponieważ nadwyżka ceny aukcyjnej nad rynkową zostanie mu zwrócona zgodnie z zasadami systemu aukcyjnego. W sytuacji odwrotnej, kiedy cena rynkowa jest wyższa niż cena aukcyjna, producent może natomiast zmniejszyć wolumen rozliczany w ramach aukcji. Strategia ta pozwala na zwiększenie efektywnej ceny sprzedaży energii elektrycznej.

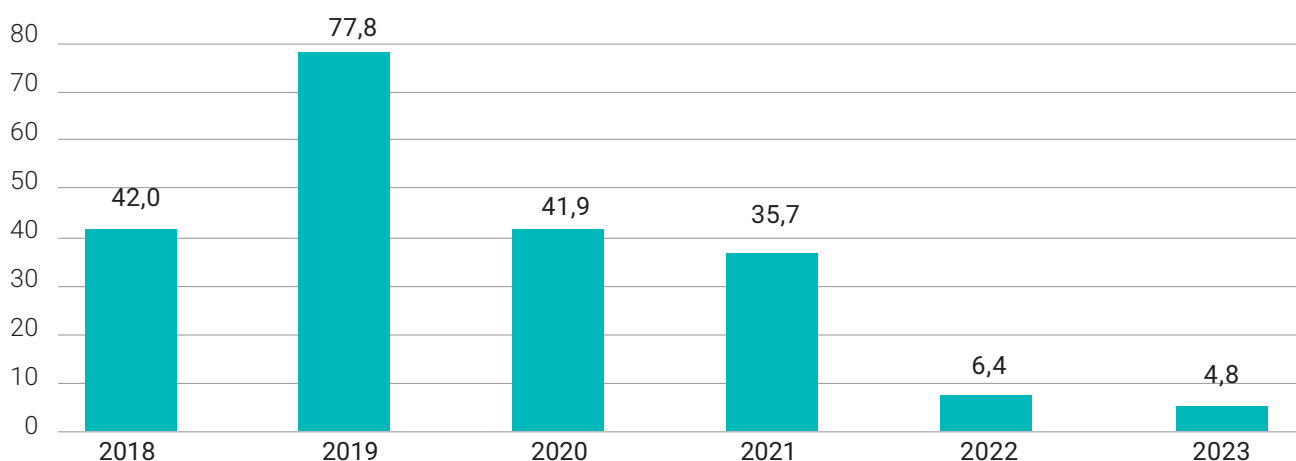
Źródła wytwarzające energię elektryczną z wiatru na lądzie biorą udział w aukcji w jednym koszyku ze źródłami wykorzystującymi energię promieniowania słonecznego – czyli określonych w art. 77 ust. 5 pkt 17 i 22 Ustawy OZE. Pierwsze aukcje odbyły się w 2016 r., a w 2023 r. przeprowadzono jedną rundę aukcji (w listopadzie). W trakcie zeszłorocznej aukcji OZE zaoferowano do sprzedaży łącznie 88 TWh energii elektrycznej, z czego sprzedano jedynie 6 TWh (6,8% zaoferowanego wolumenu). Aukcja dotycząca onshore i fotowoltaiki powyżej 1 MW w 2023 r. (oznaczona jako AZ/7/2023) skutkowałą zakontraktowaniem łącznie jedynie 4,8 TWh głównie przez instalacje fotowoltaiczne. Dla porównania: w 2022 r. ogłoszono aukcje na łącznie ok. 34 TWh i zakontraktowano 8,5 TWh, z czego 6,4 TWh przypadło dużym instalacjom wiatrowym i fotowoltaicznym.

Electricity generators usually sell only a portion of the generated electricity volume at auctions, depending on the sales strategy adopted. The remainder is sold in the form of PPAs and on the spot market. This allows flexible management of the sales structure in a given period to maximize revenues from energy sales.

When the market price is lower than the auction price, the generator can increase the volume cleared in the auction, as the excess of the auction price over the market price will be returned to him in accordance with the rules of the auction system. In the opposite situation, when the market price is higher than the auction price, the generator can instead reduce the volume cleared in the auction. This strategy enables increasing the effective selling price of electricity.

Onshore sources generating wind-based electricity participate in the auction in a single basket with sources using solar energy – that is, as defined in Art. 77, paragraph 5, items. 17 and 22 of the RES Act. The first auctions were held in 2016, and one round of auctions was held in 2023 (in November). During last year's RES auction, a total of 88 TWh of electricity was offered for sale, of which only 6 TWh (6.8% of the offered volume) was sold. The auction for onshore and solar PV above 1 MW in 2023 (designated AZ/7/2023) resulted in a total of only 4.8 TWh contracted mainly by solar PV installations. In comparison, auctions for a total of about 34 TWh were announced in 2022 and 8.5 TWh were contracted, of which 6.4 TWh went to large wind and PV facilities.

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 solar power above 1 MW

Source: Compiled by Baker Tilly TPA based on ERO data

Rok 2023 jest kolejnym, w którym aukcje nie cieszyły się popularnością inwestorów. Zgodnie z podsumowaniem aukcji przez Prezesa URE, wyniki aukcji za 2023 rok potwierdzają, że długoterminowe umowy PPA stają się atrakcyjną alternatywą dla aukcyjnego systemu wsparcia. Z drugiej strony niskie zainteresowanie aukcjami wynikało z niskich cen referencyjnych dla aukcji w porównaniu z rynkiem spot oraz dużej niepewności na rynku. Stabilizacja cen na niższych poziomach może przyczynić się do ponownego zwiększenia zainteresowania aukcjami.

Inwestorzy czekają też na ustalenie końcowej treści regulacji europejskich, których celem będzie harmonizacja sposobu przeprowadzania aukcji OZE we wszystkich państwach członkowskich. Nowe regulacje mają wprowadzić także kryteria jakościowe przy ocenie ofert, których celem będzie promocja europejskiego łańcucha dostaw, zapewnienie korzyści biznesowych w zakresie zielonej transformacji dla przedsiębiorstw z UE oraz tworzenie zielonych miejsc pracy. Oprócz kryteriów jakościowych, nowe regulacje mają również dotyczyć takich kwestii, jak indeksacja cen aukcyjnych i unikanie cen ujemnych. Nowe przepisy mogą dotyczyć aukcji przeprowadzanych najwcześniej w 2025 r., jednak ze względu na półtoraroczną derogację dla państw członkowskich, może to nastąpić nawet w 2027 r.

W ostatnich latach systematycznie spada moc farm wiatrowych, które mogą powstać na podstawie wygranych aukcji. Jest to związane głównie z niskim poziomem cen referencyjnych dla aukcji oraz wyczerpywaniem się lokalizacji dla nowych farm wiatrowych. W 2023 r. w aukcji wygrały jedynie trzy instalacje wiatrowe o łącznej mocy 25 MW. W odwrotnej sytuacji są instalacje fotowoltaiczne. Moc farm fotowoltaicznych, które mogą powstać na podstawie wygranych aukcji w 2023 r., wyniosła 594 MW, w porównaniu 486 MW w 2022 r. Jest to nadal istotnie mniej od rekordowego 2021 r., kiedy moc wygrywających instalacji wyniosła ponad 3,0 GW.

2023 is another year in which auctions were not popular with investors. According to the ERO President's auction summary, the auction results for 2023 confirm that long-term PPAs are becoming an attractive alternative to the auction support system. On the other hand, the minor interest in the auctions was due to low reference prices for the auctions compared to the spot market, as well as high market uncertainty. The stabilization of prices at lower levels may contribute to renewed interest in auctions.

Investors are also waiting to determine the final content of European regulations, which will aim to harmonize the way RES auctions are conducted in all member states. The new regulations are also expected to introduce qualitative criteria for evaluating bids, with the aim of promoting the European supply chain, providing green transition business benefits for EU companies and creating green jobs. In addition to qualitative criteria, the new regulations are also expected to address such issues as indexation of auction prices and avoidance of negative prices. The new regulations may apply to auctions held in 2025 at the earliest, but due to a one-and-a-half-year derogation for member states, this could be as late as 2027.

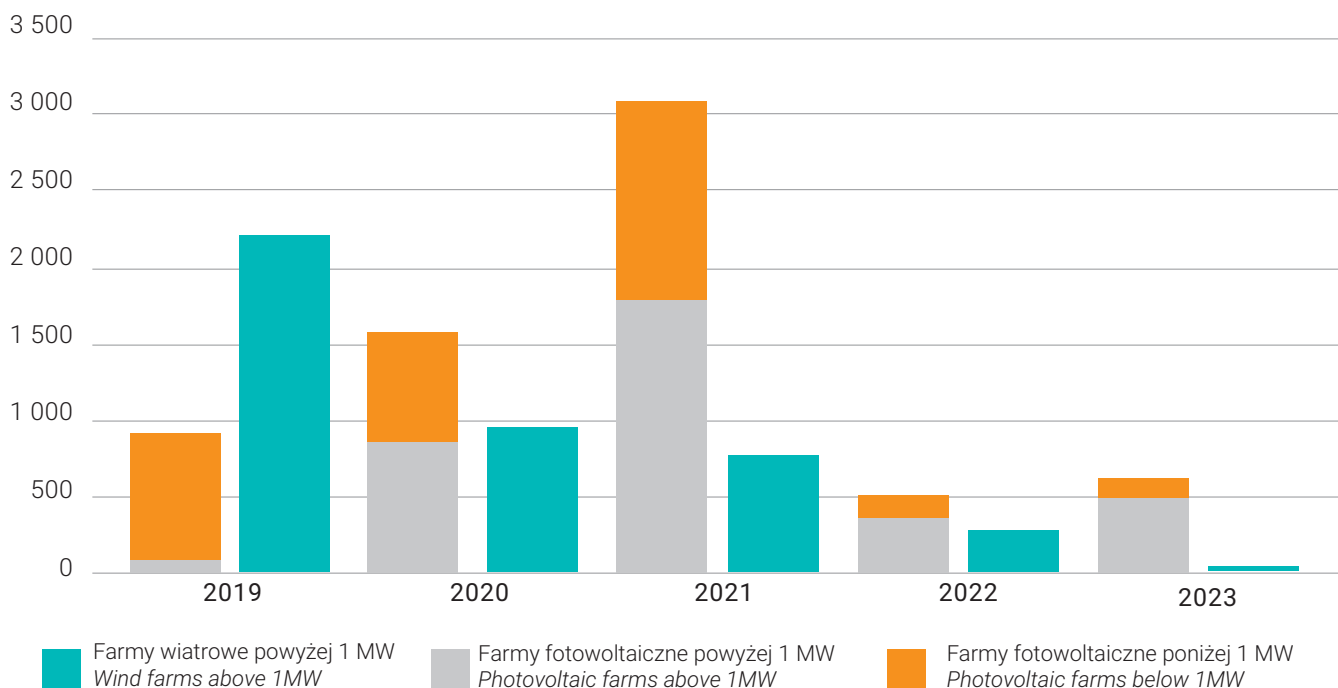
In recent years, the capacity of wind farms that can be built based on winning auctions has been steadily declining. This is mainly due to the low reference prices for the auctions and the depletion of sites for new wind farms. In 2023, only three wind facilities with a total capacity of 25 MW won the auction. Photovoltaic farms are in the opposite situation. The capacity of photovoltaic farms that can be built based on auction wins in 2023 was 594 MW, compared to 486 MW in 2022. This is still significantly less than the record year of 2021, when the capacity of winning facilities exceeded 3.0 GW.

Postęp technologiczny sprawił, że koszty inwestycji dla instalacji fotowoltaicznych w porównaniu do instalacji wiatrowych istotnie spadły. W związku z tym instalacje wiatrowe nie są w stanie skutecznie konkurować z instalacjami PV, znajdując się w jednym koszyku aukcyjnym i są przez nie wypierane, co jest widoczne po wynikach aukcji w ostatnich latach. Rekomendowana jest zmiana struktury koszyków, w szczególności poprzez oddzielenie instalacji wiatrowych oraz fotowoltaicznych i umieszczenie ich w oddzielnych koszykach.

Technological advance has meant that investment costs for PV facilities compared to wind-based have dropped significantly. As a result, wind-based facilities are unable to compete effectively with PV ones, since they are in a single auction basket and are being displaced by them, as is evident from the auction results in recent years. It is recommended to change the structure of the baskets, in particular by separating wind and PV facilities and placing them in separate baskets.

Wykres 16. Moc instalacji wiatrowych i fotowoltaicznych, które mogą powstać na podstawie wygranych aukcji w latach 2019–2023 (MW)

Chart 16. Capacity of wind and photovoltaic facilities that can be built based on auctions won in 2019-2023 (MW)



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych URE

Source: Compiled by Baker Tilly TPA based on ERO data

Od początku istnienia aukcyjnego systemu wsparcia aukcje wygrało prawie ok. 4700 instalacji o łącznej nominalnej mocy 12,8 GW, w tym 5,4 GW dotyczyło 246 instalacji wiatrowych.

Since the beginning of the auction support system, auctions have been won by nearly 4,700 facilities with a total rated capacity of 12.8 GW, of which 5.4 GW involved 246 wind facilities.

Implikowana średnia cena sprzedaży energii na aukcjach powyżej 1 MW dla fotowoltaiki i wiatru w latach 2021–2023 wyniosła odpowiednio 228,77 PLN/MWh, 269,50 PLN/MWh oraz 325,73 PLN/MWh. Cena sprzedaży w wybranych ofertach na ostatniej aukcji mieściła się w przedziale 119–310 PLN/MWh dla wiatru oraz 272,91–349,69 PLN/MWh dla elektrowni fotowoltaicznych.

The implied average selling price of energy in auctions above 1 MW for PV and wind in 2021–2023 was 228.77 PLN/MWh, 269.50 PLN/MWh and 325.73 PLN/MWh, respectively. The selling price in the selected bids in the last auction ranged between 119-310 PLN/MWh for wind and 272.91–349.69 PLN/MWh for PV.

Podsumowanie rozstrzygniętych aukcji dla energetyki wiatrowej i solarnej powyżej 1 MW w latach 2019–2023 zostało przedstawione w tabeli i na wykresie poniżej.

A summary of the decided auctions for wind and solar power above 1 MW in 2019–2023 is shown in the table and chart below.

Tabela 2. Wyniki aukcji OZE w latach 2019–2023

Table 2. RES auction results for 2019-2023

Aukcje OZE – energetyka wiatrowa i solarna pow. 1 MW RES auctions – wind and solar power above 1 MW	2019	2020	2021	2022	2023
Parametry aukcji w ogłoszeniu URE / Auction parameters in the ERO announcement					
Maksymalna ilość energii elektrycznej (TWh) Maximum amount of electricity (TWh)	114,0	46,3	52,8	11,3	21,8
Maksymalna wartość energii elektrycznej (mln PLN) Maximum value of electricity (PLN million)	32 577	14 016	15 838	3 600	6 225
Implikowana cena energii elektrycznej (PLN/MWh) Implied electricity price (PLN/MWh)	285,84	302,78	299,78	320,00	286,21
Wyniki aukcji / Auction results					
Liczba wszystkich ofert / Total number of offers	164	126	200	70	85
Liczba ofert, które wygrały aukcję The number of bids that won the auction	101	96	153	46	67
Łączna wartość sprzedanej energii elektrycznej (mln PLN) Total value of electricity sold (PLN million)	16 228	9 404	8 172	1 725	1 551
Łączna ilość sprzedanej energii elektrycznej (TWh) Total amount of electricity sold (TWh)	77,8	41,9	35,7	6,4	4,8
Moc zainstalowana zwycięskich projektów (MW) Installed capacity of winning projects (MW)	2 200	1 700	2 530	582	496
Implikowana średnia cena sprzedaży energii elektrycznej (PLN/MWh) Implied average selling price of electricity (PLN/MWh)	208,49	224,24	228,77	269,50	325,73
Minimalna cena sprzedaży energii elektrycznej (PLN/MWh) Minimum selling price of electricity (PLN/MWh)	162,83	190,00	139,64	150,00	119,00
Maksymalna cena sprzedaży energii elektrycznej (PLN/MWh) Maximum selling price of electricity (PLN/MWh)	233,29	249,90	261,07	320,00	349,69
Wykorzystanie budżetu wolumenu (%) Volume budget utilization (%)	68,3%	90,6%	67,6%	56,9%	21,9%
Wykorzystanie budżetu wartościowego (%) Value budget utilization (%)	49,8%	67,1%	51,6%	47,9%	24,9%

Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych URE

Source: Compiled by Baker Tilly TPA based on ERO data

W 2019 r. implikowana średnia cena sprzedaży dla aukcji była niższa niż średnioważona cena BASE na TGE w danym roku (BASE to dostawa we wszystkie dni przez wszystkie godziny doby). W 2020 r. ze względu na wzrost cen oferowanych w ramach aukcji oraz spadek cen rynkowych energii elektrycznej, spowodowanych w głównej mierze pandemią COVID-19, średnia cena sprzedaży dla aukcji wyniosła 224,24 PLN/MWh i przewyższyła średnią cenę rynkową za 2020 rok o 6,7%. W związku z rekordowo wysokimi cenami BASE w 2022 r., które były spowodowane skokowym wzrostem cen surowców energetycznych, 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. W listopadowej aukcji w 2023 r. średnia cena sprzedaży wyniosła 325,73 PLN/MWh (o 20,9% więcej niż w aukcji z 2022 r.) oraz była istotnie niższa od średniej ceny BASE za 2023 rok, która wyniosła 453,72 PLN/MWh.

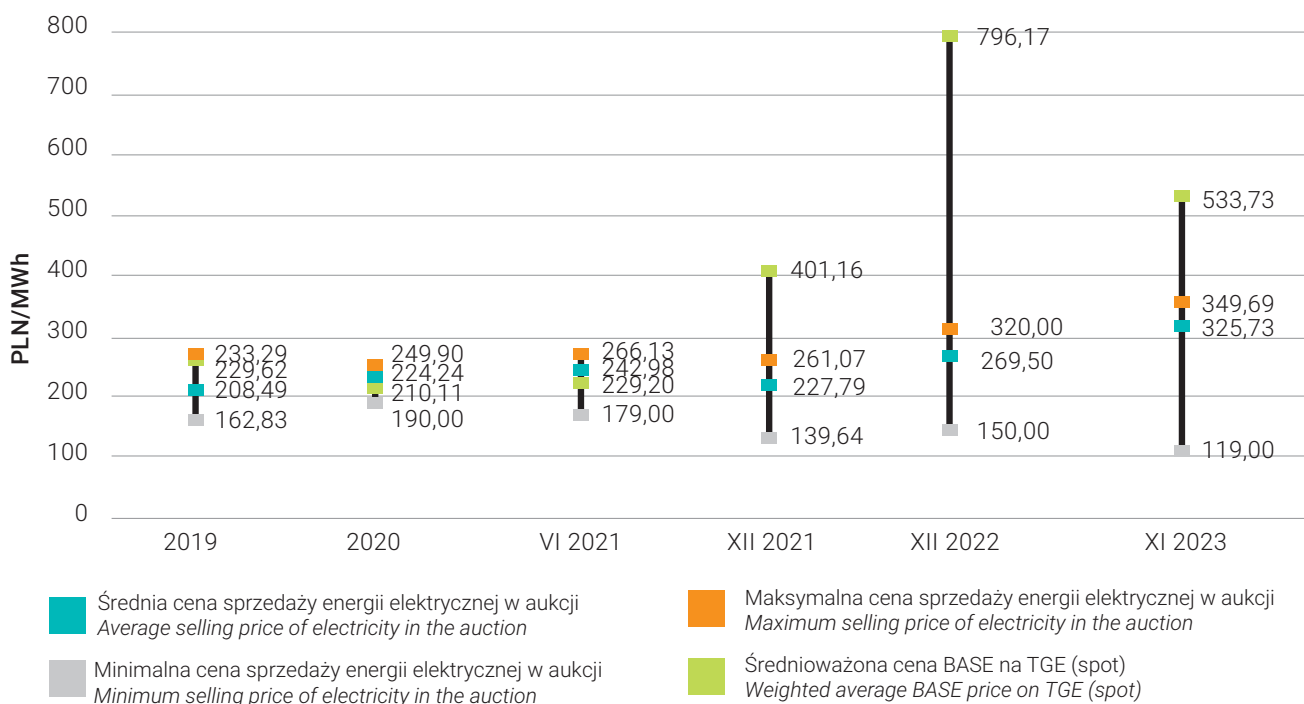
In 2019, the implied average selling price for the auction was lower than the weighted average BASE price on POLPX for the year (BASE is supply on all days and all hours of the day). In 2020, due to an increase in auction prices and a decrease in electricity market prices, caused mainly by the COVID-19 pandemic, the average selling price for the auction was 224.24 PLN/MWh, exceeding the average market price for 2020 by 6.7%. Due to record high BASE prices in 2022, which were caused by a spike in energy commodity prices, the average selling price of electricity in the December 2022 auction (269.50 PLN/MWh) was almost 3 times lower than the average BASE price for 2022. In the November 2023 auction, the average sales price was 325.73 PLN/MWh (20.9% higher than in the 2022 auction) and significantly lower than the average BASE price for 2023, which was 453.72 PLN/MWh.

Oprócz rosnącej w ostatnich latach przewagi PV nad *onshore* w koszyku aukcyjnym (spowodowanej wyczerpującymi się możliwościami inwestycji w wiatr oraz niskimi cenami referencyjnymi) 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 addition to the growing preference for PV over onshore in the auction basket in recent years (caused by depleting wind investment opportunities and low reference prices), it is worth noting that renewables have become such a market-competitive generation technology that winning an auction has changed its nature. 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 projects.

Wykres 17. Zakres cen w ofertach aukcji OZE w latach 2019–2023 (PLN/MWh)

Chart 17. Price ranges in RES auction bids in 2019-2023 (PLN/MWh)



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych URE

Source: Compiled by Baker Tilly TPA based on ERO data

Szacujemy, że od początku istnienia systemu aukcyjnego duże instalacje wiatrowe i fotowoltaiczne zaoferowały w ramach aukcji sprzedaż około dwóch trzecich swojej oczekiwanej produkcji energii. Na początku istnienia systemu udział energii oferowanej w ramach aukcji wynosił nawet do 80%. W aukcjach z grudnia 2021 r. i 2022 r. udział ten istotnie spadł do około 40%, a następnie wzrósł do około 60% w 2023 r., przy czym wolumen sprzedaży w ramach tych aukcji był relatywnie niewielki – 11 TWh, 6,4 TWh oraz 4,8 TWh odpowiednio w grudniu 2021, grudniu 2022 oraz listopadzie 2023 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 photovoltaic facilities have offered to sell about two-thirds of their expected energy production at auctions. At the beginning of the system, the share of energy offered at auctions was up to 80%. In the December 2021 and 2022 auctions, the share dropped significantly to about 40%, and then increased to about 60% in 2023, with relatively small sales volumes in these auctions – 11 TWh, 6.4 TWh and 4.8 TWh in December 2021, December 2022 and November 2023, respectively. It can be seen that the revenue hedging strategy has evolved from that based solely on RES auctions to a more diversified strategy employing PPAs or with greater exposure to market prices, among other things.

Podsumowując, wdrożenie systemu aukcyjnego należy ocenić pozytywnie w stosunku do rozwiązania bazującego

In conclusion, the implementation of the auction system should be evaluated positively in relation to the solution

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. Spadek wolumenu energii sprzedanej w ramach aukcji w ostatnich latach wynika z wyczerpywania się lokalizacji dla elektrowni wiatrowych oraz dużej zmienności na rynkach cen energii elektrycznej. Zmniejszenie minimalnej odległości dla instalacji wiatrowych do 700 metrów oraz obserwowany spadek cen energii elektrycznej w ostatnim czasie mogą przyczynić się do ponownego wzrostu popularności aukcji.

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. Na ogół zawiera się umowy cPPA na okres do 10 lat, jakkolwiek zdarzają się umowy na dłuższy okres. Pojawiają się też podmioty zawierające umowy na bardzo krótki okres nieprzekraczający 2 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 80–100 EUR/MWh dla formuły ilościowej *pay-as-produced* (360–450 PLN/MWh, przy kursie EUR/PLN 4,5) z tendencją spadkową.

Drugą stroną umowy cPPA jest przedsiębiorstwo/zakład produkcyjny, a w przypadku PPA – spółka obrotu lub trader. Zawarcie PPA/cPPA niweluje niepewność związaną z czynnikami rynkowymi i prowadzi do obniżenia ryzyka projektu inwestycyjnego. Wytwórcy daje to pewność sprzedaży określonego wolumenu energii po znanej cenie (lub na podstawie ustalonej formuły jej wyliczenia). Podobne korzyści dotyczą odbiorcy, który w ten sposób zabezpiecza cenę zakupu energii w przyszłości. Właśnie ten aspekt w połączeniu z rosnącymi potrzebami wizerunkowymi dużych korporacji, dostrzegającymi zalety przekierowania zużycia energii na źródła nieemisyjne, tworzą szybko rosnący, międzynarodowy rynek kontraktów cPPA.

based on green certificates. Above all, it eliminates investor uncertainty regarding the amount of support (the selling price is known or can be estimated with a high degree of probability, taking into account inflation projections, unlike the sale price of green certificates and the market price of black energy) and does not cause excessive support for the system (the most efficient projects are selected). Investors' pursuit of the highest possible project effectiveness also positively translates into increased competitiveness and innovation of turbine manufacturers, who compete among themselves with their price and potential productivity. The decline in the volume of energy sold in auctions in recent years is due to the exhaustion of sites for wind power plants and the high volatility in electricity price markets. The reduction of the minimum distance for wind installations to 700 meters, as well as the observed decline in electricity prices recently, may contribute to the renewed popularity of auctions.

4.3. PPAs, cPPAs

Many wind power plant owners enter into long-term agreements, bilateral PPAs or cPPAs for the sale of generated electricity. These agreements specify the volume of electricity sold over a given period, usually one year. Generally, cPPAs are entered into for up to 10 years, although longer-term ones do occur. There are also some entities entering into agreements for a very short period of no more than 2 years.

The pricing formula is rarely linked to current market energy prices. There are two basic methods of setting prices: a fixed rate without indexation or a variable rate (e.g., indexed against inflation or in a price corridor). Prices are calculated taking into account the so-called profile cost, which diminishes the effective selling price of energy. Under these agreements, generators contract a significant portion of the anticipated energy volume with some margin, in case it turns out that wind conditions in a given period were weaker than predicted. Current price levels in PPAs are typically in the range of 80-100 EUR/MWh for the pay-as-produced volume formula (360-450 PLN/MWh, at a EUR/PLN exchange rate of 4.5) with a downward trend.

The other party to the cPPA is the company/generator, and in the case of a PPA, the trading company or trader. The conclusion of a PPA/cPPA offsets the uncertainty associated with the market factor and leads to a reduction in the risk of the investment project. It gives the generator the certainty of selling a certain volume of energy at a known price (or based on an established formula for its calculation). Similar benefits apply to the consumer, who thus secures the purchase price of energy in the future. It is this aspect, combined with the growing image needs of large corporations recognizing the advantages of redirecting energy consumption to non-carbon sources, that are creating a rapidly growing international market for cPPAs.

Zgodnie z szacunkami przedstawionymi w raporcie „Rynek cPPA w Polsce”, którego autorami są Fundacja RE-Source Poland Hub oraz kancelaria DWF, w 2023 r. (do października) zostało podpisanych 19 umów cPPA w porównaniu z 17 w 2022 r. oraz 15 w 2021 r. Od początku 2018 r. do października 2023 r. zawarto 63 umowy cPPA, a ilość sprzedanej energii wynosi około 5,2 TWh rocznie, czyli kilka procent krajowego zużycia energii.

W początkowej fazie rozwoju rynku cPPA (lata 2018–2021) większość umów dotyczyła sprzedaży zielonej energii wyprodukowanej przez lądowe farmy wiatrowe. W 2022 r. wzrosła popularność elektrowni fotowoltaicznych. W ostatnim czasie szczególną popularnością cieszą się umowy cPPA z kombinacją energetyki wiatrowej oraz słonecznej. Windeurope szacuje, że aktualna moc zainstalowana instalacji OZE objętych umowami cPPA w Polsce wynosi 1 432 MW, z czego 617 MW dotyczy elektrowni wiatrowych, a 221 MW kombinacji elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych⁹³. Należy zwrócić uwagę, że nie wszystkie podmioty zawierające umowy cPPA podają jej szczegóły do publicznej wiadomości. W związku z tym prezentowana moc zainstalowana oraz energia sprzedana w ramach umów cPPA może być niedoszacowana.

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, przy czym większość stanowią instrumenty z dostawą w następnym roku. 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 r. 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.

⁹³ <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/the-corporate-ppa-tool/> (dostęp 28.03.2024)

According to estimates presented in the report "The cPPA market in Poland", authored by the RE-Source Poland Hub Foundation and the DWF law firm, 19 cPPAs were concluded in 2023 (through October), compared to 17 in 2022 and 15 in 2021. From the beginning of 2018 to October 2023, 63 cPPAs were signed, and the amount of energy sold is about 5.2 TWh per year, or a few percent of national energy consumption.

In the initial phase of the development of the cPPA market (2018–2021), most of the agreements were for the sale of green energy produced by onshore wind farms. In 2022, the popularity of PV power plants increased. Recently, cPPAs with a combination of wind and solar power have become particularly prominent. Windeurope estimates that the current installed capacity of RES facilities covered by cPPAs in Poland is 1,432 MW, of which 617 MW relates to wind power plants and 221 MW to a combination of wind and solar PV.⁹³ It should be noted that not all entities entering into cPPAs make its details public. Therefore, the presented installed capacity and energy sold under cPPAs may be underestimated.

4.4. Spot market and futures market

Generators that are not party to a bilateral agreement or do not have revenue security in the form of winning an auction are exposed to fluctuations in market energy prices. However, it is possible to partially hedge selling prices by entering into forward transactions on POLPX. Theoretically, it is possible to conclude transactions for the next 5 years, but in practice, due to limited liquidity, such transactions are concluded for a maximum of 2 years, with the majority being instruments with delivery in the following year. During the remaining period, the generator is exposed to changes in energy prices. Below we have analysed the development of volumes and spot and forward prices on the POLPX.

Taking into account transactions made over the past 5 years, the volume-weighted average BASE price ranged from 150.15 PLN/MWh to 1390.76 PLN/MWh in individual years. On an annual basis, the lowest prices were recorded in 2020 (210.11 PLN/MWh). Since then, there has been a significant increase in energy prices, which have almost quadrupled in 2 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 energy commodity prices. In 2022, the increase in energy prices was mainly due to the energy crisis following Russia's invasion of Ukraine and high gas prices. In the marginal cost pricing system (known as Merit-Order), the price of gas affected the exchange price of electricity. In this

⁹³ <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/the-corporate-ppa-tool/> (accessed 28.03.2024)

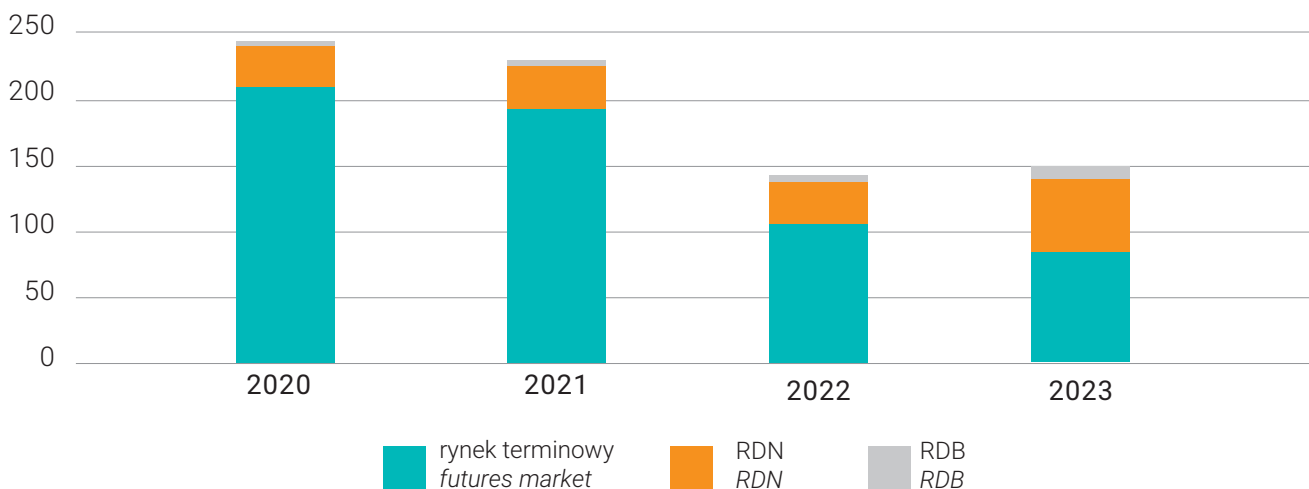
W systemie kształtowania się cen na podstawie kosztów krańcowych (tzw. Merit-Order) cena gazu wpływała na cenę giełdową energii elektrycznej. W systemie tym elektrownia o najdroższych kosztach krańcowych, która aktualnie pracuje w systemie, wyznacza cenę dla wszystkich producentów. W 2022 r. na wzrost cen energii elektrycznej wpłynęły również rosnące ceny uprawnień do emisji CO₂. Od początku ubiegłego roku ceny energii znajdują w trendzie spadkowym. Główną przyczyną tej sytuacji są taniejące ceny surowców energetycznych oraz niższe ceny uprawnień do emisji CO₂. W 2023 r. średnioważona cena energii wyniosła 533,62 PLN/MWh, o 33% mniej niż rok wcześniej. W porównaniu z 2020 r. cena za 2023 r. wzrosła o 154%, a średnia roczna stopa wzrostu w okresie 2020–2023 wyniosła 36,4%.

Całkowity wolumen obrotu energią elektryczną na TGE wyniósł 147,5 TWh w 2023 r., o 4,3% więcej niż w 2022 r. Wolumen na rynku spot wzrósł o 91,4% r./r., do rekordowych 63,2 TWh. Rekordowe były zarówno obroty na Rynku Dnia Bieżącego (4,8 TWh, wzrost o 143,8%), jak i na Rynku Dnia Następnego (58,4 TWh, wzrost o 88%). Na rynku terminowym obroty osiągnęły poziom 84,2 TWh, co stanowi spadek o 22,2% w porównaniu z 2022 r.

system, the power plant with the most expensive marginal cost, which is currently operating in the system, sets the price for all generators. In 2022, the rising price of CO₂ emission allowances also affected the increase in electricity prices. Since the beginning of last year, energy prices have been recording a downward trend. The main reasons for this situation are cheapening energy commodity prices and lower CO₂ allowance prices. In 2023, the weighted average energy price was 533.62 PLN/MWh, 33% less than a year earlier. Compared to 2020, the price for 2023 increased by 154%, and the average annual growth rate in the 2020-2023 period was 36.4%.

Total electricity trading volume on POLPX was 147.5 TWh in 2023, 4.3% more than in 2022. Spot market volume increased by 91.4% y/y, to a record 63.2 TWh. Turnover in both the Intraday Market (4.8 TWh, up 143.8%) and the Day-Ahead Market (58.4 TWh, up 88%) were record highs. In the futures market, turnover reached 84.2 TWh, down 22.2% from 2022.

Wykres 18. Obroty energii elektrycznej na TGE, TWh



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych TGE

Chart 18. Electricity turnover on POLPX, TWh

Source: Baker Tilly TPA analysis based on PPE data

Spadek wolumenu na rynku terminowym w 2022 r. wynikał głównie z wysokich cen kontraktów na dostawę w przyszłości. Część kupujących zdecydowała się przeczekać okres wysokich cen i zwiększyć ekspozycję na rynek spotowy, co widać we wzroście wolumenu tego rynku w 2023 r. Likwidacja obliża giełdowego pod koniec 2022 r. zmieniła strukturę rynku hurtowego. Historycznie za 80–90% wolumenu odpowiedzialny był rynek terminowy, w tym głównie kontrakty roczne (ok. 80% wolumenu rynku terminowego) uzupełniane przez kontrakty kwartalne oraz rzadziej miesięczne. W 2023 r. zwiększyło się znaczenie rynku spotowego, który był odpowiedzialny za 42,9% wolumenu obrotu energii elektrycznej na TGE, w porównaniu z 23,4%

The decline in volume in the futures market in 2022 was mainly due to high prices for future delivery contracts. Some buyers decided to wait out the period of high prices and increase their exposure to the spot market, which is evident in the volume growth of this market in 2023. The elimination of the exchange bond at the end of 2022 changed the structure of the wholesale market. Historically, the futures market was responsible for 80–90% of the volume, with mainly annual contracts (about 80% of the futures market volume) supplemented by quarterly and, less frequently, monthly ones. In 2023, the importance of the spot market increased, accounting for 42.9% of electricity trading volume on POLPX, compared to 23.4% in 2022. This also has an

w roku 2022. Ma to także wpływ na odbiorców energii elektrycznej (przedsiębiorstwa), którym coraz częściej oferowane są umowy indeksowane do rynku spot. Oznacza to, że ryzyko zmienności cen w takim przypadku bierze na siebie odbiorca energii.

Na spadek wolumenu na rynku terminowym miała również wpływ zwiększona zmienność cen, która zmniejszała atrakcyjność pozycji terminowych ze względu na konieczność utrzymywania depozytów zabezpieczających.

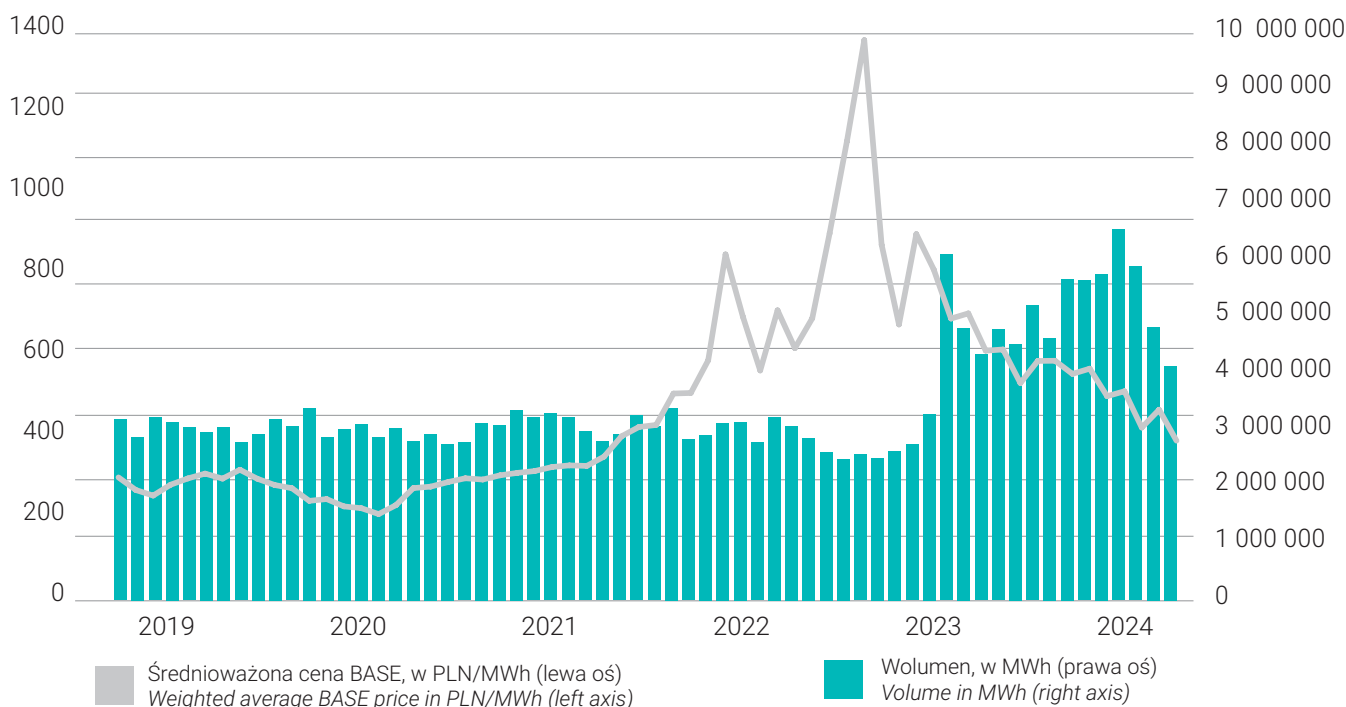
Wolumen rynku spot stanowił około 35% rocznego zużycia energii w kraju w roku 2023. Kształtowanie się kursu i wolumenu w transakcjach BASE zawieranych na TGE w okresie od stycznia 2019 r. do lutego 2024 r. w ujęciu miesięcznym przedstawiono na wykresie.

impact on electricity consumers (companies), who are increasingly offered contracts indexed to the spot market. This means that the risk of price volatility in such a case is borne by the energy consumer.

The decrease in volume in the futures market was also influenced by increased price volatility, which reduced the attractiveness of futures positions due to the need to maintain margins.

The spot market volume accounted for about 35% of the country's annual energy consumption in 2023. The development of the rate and volume in BASE transactions executed on POLPX from January 2019 to February 2024 on a monthly basis is shown in the chart.

Wykres 19. Transakcje energii elektrycznej spot na TGE, Rynek Dnia Następnego



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych TGE

Wykres 19. Spot electricity transactions on POLPX, Day-Ahead Market

Source: Compiled by Baker Tilly TPA based on TGE data

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

The spike in prices in 2021 was largely due to increases in the price of CO₂ emission allowances. They have a significant impact on the formation of market electricity prices due to the fact that the marginal cost of energy is determined by the variable cost of the most expensive base unit operating at any given moment (continuously over a certain period of time). Since the generating units operating at the base of the electricity system in Poland are fired by coal or lignite, the high cost of emission allowances accounts for a large part of the variable cost, which causes energy prices to rise. As recently as 2016, the price of CO₂ emission allowances oscillated around €5–6/t, but starting from the

w okolicy 5–6 EUR/t, jednak począwszy od końca 2017 r., 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 2023 r. wyniosła 83,4 EUR/t, co oznacza wzrost o 3,2% w porównaniu z rokiem poprzednim. Pod koniec 2023 r. nastąpił spadek cen uprawnień do ok. 50 EUR/t na początku 2024 r. Cena uprawnień w marcu wzrosła i wyniosła około 60 EUR/t. Jako przyczyny spadku cen wskazuje się między innymi niższą emisję CO₂ przez przemysł w związku z ograniczeniem skali produkcji, a także wzrost udziału źródeł OZE w miksie energetycznym, co powoduje, że elektrownie emitujące CO₂ muszą zakupić mniejszą liczbę uprawnień. Komisja Europejska zdecydowała o uwolnieniu 27 mln uprawnień z Rezerwy Stabilności Rynkowej, co zwiększa podaż uprawnień i także może przyczynić się do spadku cen. Środki ze sprzedaży dodatkowych uprawnień zostaną przeznaczone na finansowanie wdrożenia planu REPowerUE.

Rynek uprawnień charakteryzuje się dużą zmiennością i nieprzewidywalnością. Oprócz wyżej wymienionych czynników wpływających na podaż i popyt eksperci wskazują również na spekulacyjny charakter instytucji finansowych, które zostały dopuszczone do obrotu uprawnieniami w celu zwiększenia płynności rynku. 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 manipulacje rynkowe. Urząd będzie kontynuował analizy, czy system ETS działa zgodnie z zasadami rynków finansowych.

W kwietniu 2023 r. Rada UE przejęła nowe przepisy reformujące zasady funkcjonowania systemu ETS. 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. Jednocześnie planuje się także wprowadzenie granicznego podatku węglowego, czyli opłat emisyjnych nakładanych na importowane produkty energochłonne, by przeciwdziałać ucieczce emisji.

Warto dodać, iż wpływ na przyszłe ceny energii elektrycznej będzie miała zapowiadana reforma europejskiego rynku energii elektrycznej. Celem reformy jest zmniejszenie zależności cen prądu od cen paliw kopalnych. Gospodarstwa domowe będą miały większy wybór przy podpisywaniu

end of 2017 it began to rise. In December 2020, the price exceeded the level of 30 EUR/t to break 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 80 EUR/t in December 2021. In 2022, the price remained high, oscillating in the 60–100 EUR/t range. The average allowance price in 2023 was €83.4/t, up 3.2% from the previous year. At the end of 2023, there was a drop in the price of allowances to around €50/t in early 2024. Then, in March, the price increased to approximately €60/t. Reasons behind the price drop include lower industrial CO₂ emissions due to a reduction in the scale of production, as well as an increase in the share of RES sources in the energy mix, leading to CO₂-emitting power plants having to purchase fewer allowances. The European Commission has decided to release 27 million allowances from the Market Stability Reserve, which increases the supply of allowances and may also contribute to the price drop. Funds from the sale of additional allowances will be used to finance the implementation of the REPowerUE plan.

The allowances market is characterized by high volatility and unpredictability. In addition to the above-mentioned factors affecting supply and demand, experts also point to the speculative nature of financial institutions that have been allowed to trade allowances in order to increase market liquidity. The European Securities and Markets Authority (ESMA), at the request of the European Commission, investigated whether the market for CO₂ emission allowances and derivatives could have been manipulated resulting in such a drastic increase in the price of EU ETS units. For comparison; as recently as June 2021, in a document prepared for the European Commission, the price of CO₂ emission allowances was expected to rise to a level of €50-85/ton only by 2030. ESMA has so far seen no evidence of market manipulation. The Authority will continue to analyse whether the ETS operates in accordance with the rules of the financial markets.

In April 2023. The EU Council passed new legislation reforming ETS rules. 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. At the same time, there are also plans to introduce a border carbon tax, or emission fees imposed on imported energy-intensive products, to tackle carbon leakage.

It is worth adding that future electricity prices will be affected by the announced reform of the European electricity market. The reform aims to reduce the dependence of electricity prices on fossil fuel prices. Households will have more choice when signing electricity contracts, including fixed-price or

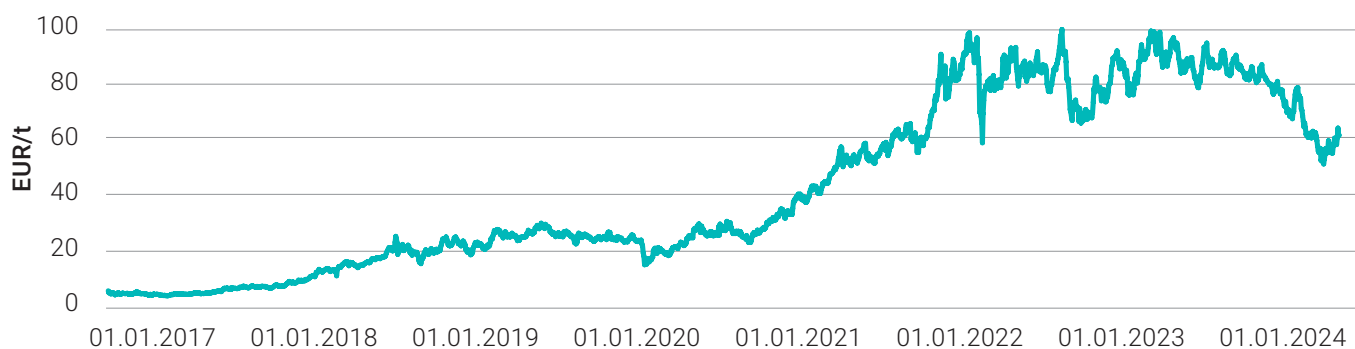
umów na dostawę prądu, w tym umów o stałej lub dynamicznej cenie z możliwością zawierania wielu umów lub umów łączonych. Planuje się również umożliwienie lokalnej sprzedaży energii z odnawialnych źródeł. Komisja Europejska kładzie również nacisk na zwiększenie roli kontraktów długoterminowych na dostawę energii, w tym umów PPA oraz kontraktów różnicowych, co ma uniezależnić konsumentów i firmy od krótkoterminowych wahań cen. KE 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 początku stycznia 2017 r. do końca lutego 2024 r.

dynamic-price contracts with the possibility of multiple or combined contracts. There are also plans to allow local sales of energy from renewable sources. The EC is also pushing for an increased role for long-term power supply contracts, including PPAs and contracts for difference, to make consumers and companies less dependent on short-term price fluctuations. The EC also wants to increase the flexibility of the electricity system through storage and demand response measures.

The accompanying chart shows the development of the price of emission allowances for 1 ton of CO₂ in the period from the beginning of January 2017 until the end of February 2024.

Wykres 20. Notowania uprawnień do emisji CO₂



Źródło: Baker Tilly TPA na podstawie Reuters Eikon

Chart 20. CO₂ emission allowance quotations

Source: Baker Tilly TPA based on Reuters Eikon

Przyjmując pewne założenia, wyodrębniliśmy wartość uprawnień do emisji CO₂ z rynkowych cen energii⁹⁴. Z naszych szacunków wynika, że w 2021 r. koszt uprawnień CO₂ stanowił około 51% ceny energii elektrycznej na rynku spot. W 2022 r., pomimo dalszego wzrostu cen uprawnień, udział kosztu uprawnień w cenie energii spadł do mniej więcej 40% ze względu na istotny wzrost cen węgla i gazu. W 2023 r. w wyniku spadku cen surowców energetycznych udział ten wzrósł do ok. 60%.

By making some assumptions, we have extracted the value of CO₂ allowances from market energy prices.⁹⁴ Our estimates show that in 2021, the cost of CO₂ allowances accounted for about 51% of the spot electricity price. In 2022, despite a further increase in the price of allowances, the share of the cost of allowances in the energy price fell to roughly 40% due to a significant increase in coal and gas prices. In 2023, as a result of the decline in energy commodity prices, the share, once again, rose to about 60%.

⁹⁴ Udział ceny uprawnień do emisji CO₂ w cenie energii elektrycznej został oszacowany na podstawie średniej emisyjności elektrowni na węgiel kamienny. 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.

⁹⁴ The share of the CO₂ emission allowance price in the electricity price was estimated based on the average emissivity of coal-fired power plants. We converted the daily closing prices of allowances using the average EUR/PLN exchange rate for 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 quotations.

Wykres 21. Porównanie ceny energii oczyszczonej o koszt emisji CO₂ do rynkowej ceny energii

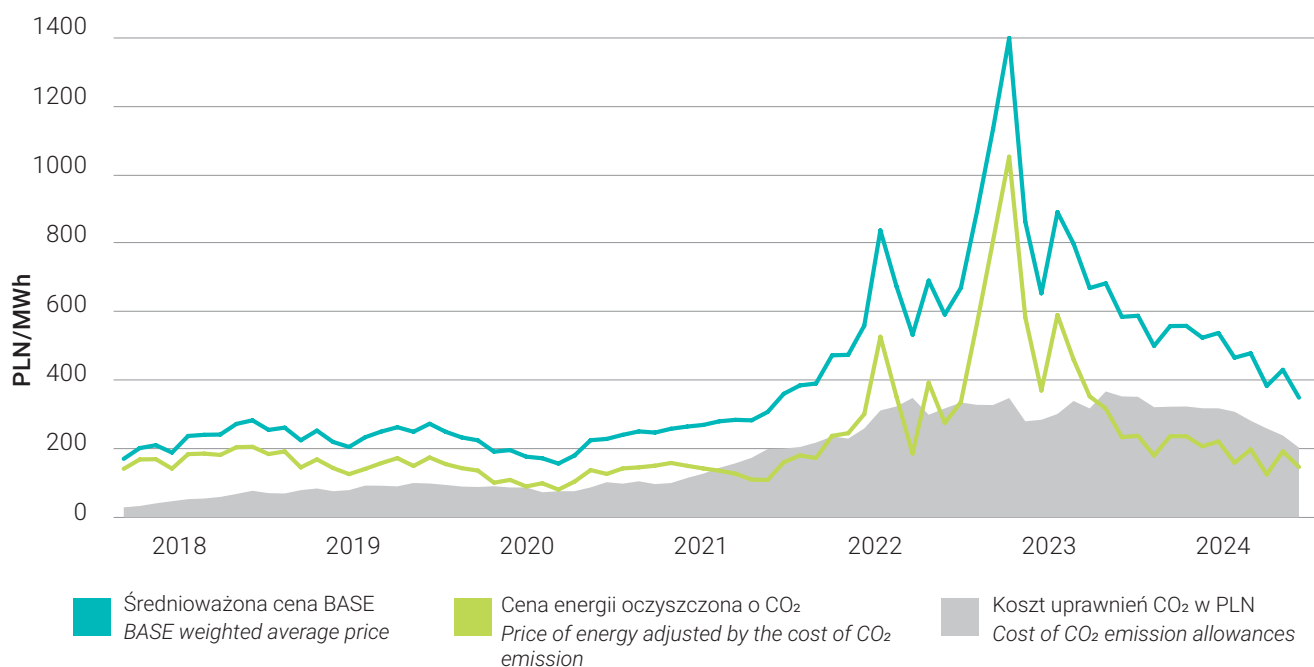


Chart 21. Comparison of the energy price without the cost of CO₂ emissions to the market price of energy

Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA

Source: Compiled by Baker Tilly TPA

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 0,84, a więc poziom zależności jest znaczny.

We also analysed the statistical relationship between CO₂ allowance prices and the market price of electricity on the POLPX. We considered a 5-year period, based on monthly BASE prices and the price of CO₂ allowances (arithmetic average of daily closing prices in a given month). Our analysis showed that the correlation coefficient between the two variables is 0.84, so the level of dependence is significant.

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 aktualnych notowań rynku spot. W 2023 r. ceny zaprezentowanych kontraktów terminowych były średnio o 150–200 PLN/MWh wyższe niż ceny spot, a najdroższe były kontrakty z dostawą na 2024 r. Wraz ze wzrostem cen energii na początku 2022 r. miesięczny wolumen dla rynku terminowego obniżył się do kilkunastu TWh, a w całym 2022 r. wyniósł 108,3 TWh, o 43% mniej niż w 2021 r. 2023 r. przyniósł kolejny spadek wolumenu o 22% do poziomu 84,2 TWh.

In analysing the relationship between the spot market and the futures market, it is worth taking a look at a chart showing the quotation of annual band energy futures contracts compared to the spot market price. As evident in the chart, futures prices follow a path similar to current spot market quotations. In 2023, the prices of the futures contracts presented were on average 150-200 PLN/MWh higher than spot prices, and the most expensive contracts were those with delivery in 2024. With the increase in energy prices at the beginning of 2022, the monthly volume for the futures market decreased to a dozen or so TWh, and in all of 2022 it amounted to 108.3 TWh – 43% less than in 2021. 2023 brought another 22% drop in volume to 84.2 TWh.

Prześledziliśmy też ceny w kontraktach terminowych na dostawę energii, zawierane na TGE w okresie od stycznia 2020 r. do lutego 2024 r. Średnioważony kurs kontraktu z dostawą na 2024 r. w całym cyklu życia kontraktu ukształtował się na poziomie 658,8 PLN/MWh, w porównaniu z 965,6 PLN/MWh dla kontraktów na dostawę na rok 2023. Na początku 2024 r. rynek wyceniał energię z dostawą

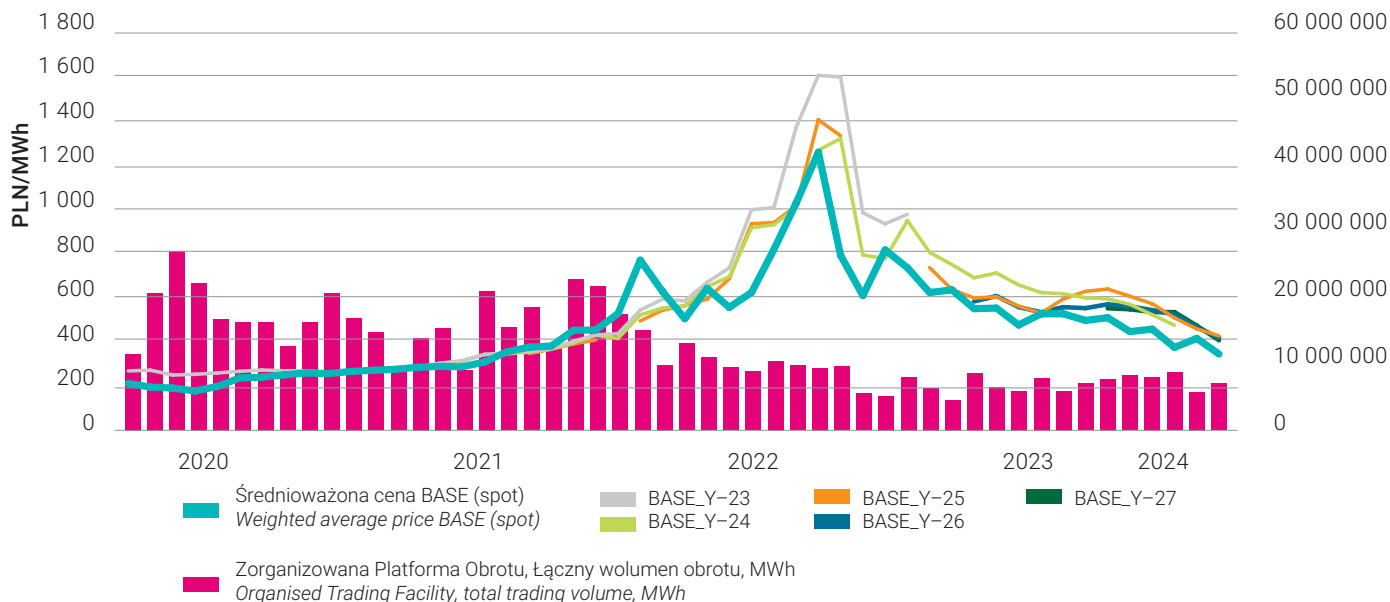
We also tracked prices in energy delivery futures contracts traded on POLPX between January 2020 and February 2024. The weighted average price of a contract with delivery in 2024 over the contract's life cycle was 658.8 PLN/MWh, compared to 965.6 PLN/MWh for contracts for delivery in 2023. At the beginning of 2024, the market priced energy with delivery in 2025 at around 450 PLN/MWh. During the

w 2025 r. na około 450 PLN/MWh. W analizowanym okresie ceny w poszczególnych seriach kontraktów charakteryzują się podobnym poziomem cenowym, zaś kierunek zmian cen wyznacza aktualna cena rynkowa energii.

analysed period, prices in the various series of contracts are characterized by similar price levels, while the direction of price changes is determined by the current market price of energy.

Wykres 22. Notowania energii elektrycznej na rynku spot oraz w kontraktach terminowych na TGE

Chart 22. Electricity quotations on the spot market and in futures contracts on POLPX



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych TGE

Source: Compiled by Baker Tilly TPA based on TGE data

Poniższa tabela przybliża szczegóły cenowe i wolumenowe zawieranych kontraktów w okresie 2021–2023.

The following table provides price and volume details of the contracts to be concluded in the 2021–2023 period.

Tabela 3. Notowania kontraktów terminowych na TGE

Table 3. Quotations of futures contracts on the POLPX

Kontrakty terminowe na TGE Futures contracts on POLPX	Rok zawarcia transakcji Transaction year			Pełny cykl życia kontraktu Full contract lifecycle
	2021	2022	2023	
Kontrakt / Contract	Ceny transakcyjne ważone wolumenem (PLN/MWh) Volume-weighted transaction prices (PLN/MWh)			
Kontrakty kwartalne BASE na 2024 r. BASE quarterly contracts for 2024	–	–	510,05	510,05
BASE_Y-24	367,56	1 083,07	632,42	658,79
BASE_Y-25	–	1 133,68	608,91	569,25
BASE_Y-26	–	–	584,99	531,14
Kontrakt / Contract	Wolumen (MWh) / Volume (MWh)			
Kontrakty kwartalne BASE na 2024 r. BASE quarterly contracts for 2024	–	–	10 508 765	10 508 765
BASE_Y-24	3 100 752	4 049 064	30 902 112	38 051 928
BASE_Y-25	113 880	700 800	7 410 960	13 989 720
BASE_Y-26	–	–	1 024 920	1 673 160

Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych TGE

Source: compiled by BakerTilly based on TGE data

4.5. Limity cen dla producentów energii elektrycznej

W odpowiedzi na rekordowe ceny energii elektrycznej, pod koniec 2022 r., rząd wprowadził regulacje ustanawiające limity cen dla producentów energii elektrycznej. 4 listopada 2022 r. weszła w życie ustawa z 27 października 2022 r., której celem była ochrona odbiorców wrażliwych, w tym gospodarstw domowych, przed wysokimi rachunkami za prąd oraz ograniczenie nadzwyczajnych zysków firm energetycznych. Ustawa ta wprowadziła m.in.:

- 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.

Ustawa wprowadziła także maksymalne ceny sprzedaży energii elektrycznej oraz konieczność tworzenia odpisów dla instalacji o mocy zainstalowanej większej niż 1 MW. Limity zostały oparte na cenach referencyjnych z aukcji dla źródeł odnawialnych oraz cenach paliwa dla danej instalacji dla pozostałych technologii. Cena referencyjna dla elektrowni wiatrowych wynosiła 345 PLN/MWh. Limity cen dla odbiorców końcowych zostały przedłużone do połowy 2024 r., natomiast maksymalne ceny dla producentów energii elektrycznej obowiązywały do końca 2023 r.

Efektywna cena sprzedaży dla instalacji OZE objętych systemem aukcyjnym była równa cenie z wygranej aukcji (z uwzględnieniem indeksacji) również dla energii sprzedawanej poza systemem aukcyjnym. Limity dla aktywów zabezpieczonych w ramach umów PPA, co do zasady, składały się z ustalonych limitów dla poszczególnych technologii, jednak możliwe było 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, w szczególności w 2023 r. Cena referencyjna dla instalacji wiatrowych była o 35% niższa niż średnioważona cena na rynku spot w 2023 r. (533,62 PLN/MWh). Spadek przychodów dla instalacji w systemie aukcyjnym był natomiast uzależniony od stopnia ekspozycji na rynkowe ceny energii.

Ograniczenie przychodów poprzez zastosowanie cen maksymalnych oraz wyższe koszty zadłużenia (przez wyższe stopy procentowe) doprowadziły do spadku rentowności projektów wiatrowych w 2023 r. Szacujemy, że średnia EBITDA dla projektów wiatrowych mieściła się w zakresie ok. 550–650 tys. PLN na MW. Bez wprowadzenia limitów, EBITDA wynosiłaby około 900–1200 tys. PLN na MW w zależności od stopnia ekspozycji na ceny rynkowe. W mniejszym stopniu ucierpiały stopy zwrotu dla całego okresu inwestycji.

4.5. Price limits for electricity generators

In late 2022, in response to record-breaking electricity prices, the government introduced regulations establishing price caps for electricity generators. On 4 November 2022, the act of 27 October 2022 became effective. It was aimed at protecting vulnerable consumers, including households, from high electricity bills and limiting windfall profits for power companies. The act introduced, among other things:

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

The act also introduced maximum electricity selling prices and the need to create allowances for facilities with an installed capacity greater than 1 MW. The limits were based on reference prices from auctions for renewable sources, and fuel prices for a given facility for other technologies. The reference price for wind power plants was 345 PLN/MWh. The price limits for end-users were extended until mid-2024, while the maximum prices for electricity generators were in effect until the end of 2023.

The effective selling price for RES facilities covered by the auction system was equal to the price from the won auction (including indexation) also for energy sold outside the auction system. As a rule, limits for assets secured under PPAs consisted of fixed limits for individual technologies, but certain exceptions were possible. A detailed description of the rules for clearing installations with physical or virtual PPAs is described in Chapter 6, Section IV.

The introduction of price caps significantly reduced the revenues of RES facilities, particularly in 2023. The reference price for wind plants was 35% lower than the weighted average spot market price in 2023 (533.62 PLN/MWh). In contrast, the decrease in revenues for facilities within the auction system was dependent on the degree of exposure to market energy prices.

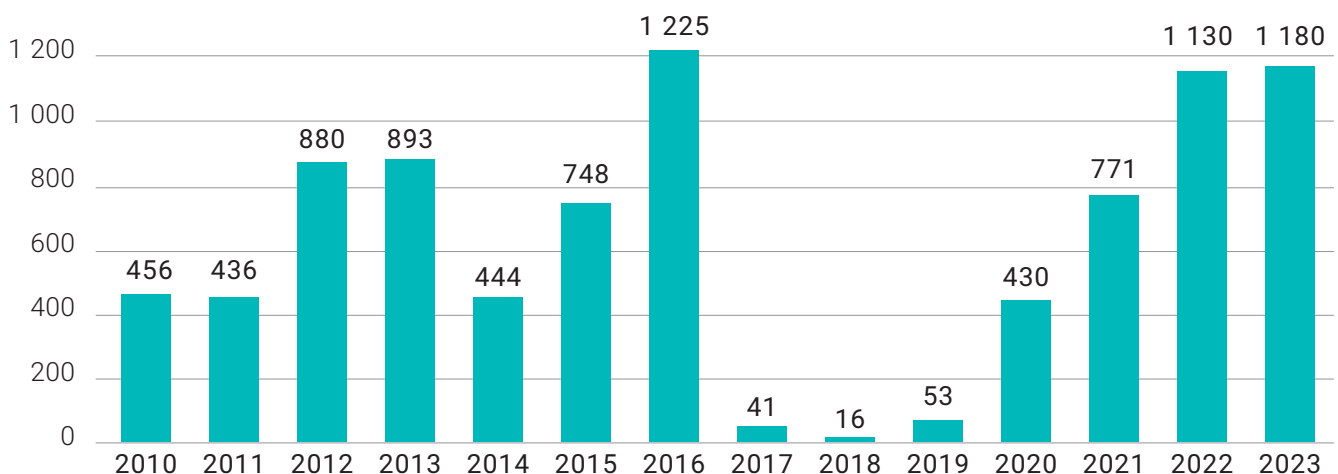
Reducing revenues through cap prices and higher debt costs (through higher interest rates) led to a decline in the profitability of wind projects in 2023. We estimate that the average EBITDA for wind facilities was in the range of approximately PLN 550–650 k per MW. Without the introduction of caps, EBITDA would have been around PLN 900–1200 k per MW, depending on the degree of exposure to market prices. Rates of return for the entire investment period were affected to a lesser extent.

5.1. Charakterystyka inwestycji w energetykę wiatrową – opis rynku

Do 2015 r. energetyka wiatrowa w Polsce rozwijała się stopniowo. Roczne przyrosty mocy wynosiły zazwyczaj po kilkaset MW, natomiast dynamika wzrostu była wysoka, co jest charakterystyczne dla fazy początkowej rozwoju sektora. Rok 2016 był rekordowy pod względem mocy elektrowni wiatrowych. Oddano wtedy do użytku instalacje 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 przed zakończeniem systemu wsparcia w postaci zielonych certyfikatów.

Przyrost mocy w energetyce wiatrowej od 2017 r. wyraźnie spowolnił ze względu na rozpoczęcie prac nad wprowadzeniem 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. dynamika rozwoju energetyki wiatrowej przyspieszyła. W 2022 r., po raz pierwszy od rekordowego 2016 r., oddano do użytku elektrownie o mocy ponad 1GW, a dokładnie 1130 MW, zwiększając o 15,9% łączną moc zainstalowaną. W 2023 r. oddano kolejne 1180 MW, co stanowi przyrost mocy zainstalowanej o 14,3% w ciągu 12 miesięcy. Przyrost mocy w ostatnich latach wynikał głównie z realizacji projektów, które wygrały aukcje. Moc zainstalowana dla elektrowni wiatrowych wyniosła 9,4 GW na koniec 2023 r.

Wykres 23. Roczne przyrosty mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych w Polsce, MW



Źródło: URE i ARE

5.1. Characteristics of wind energy investment projects – market description

Until 2015, the Polish wind energy sector developed gradually. Annual capacity additions usually amounted to a few hundred MW each year, while the growth rate was high, which is characteristic of the initial phase of the segment's development. 2016 was a record year in terms of wind power capacity. Facilities with a combined capacity of more than 1.2 GW were commissioned. Of this pool, nearly 1.1 GW was completed in the first half of 2016, while the remaining 147 MW were commissioned in the second half of the year, and were likely projects that did not have been commissioned before the end of the green certificate support system.

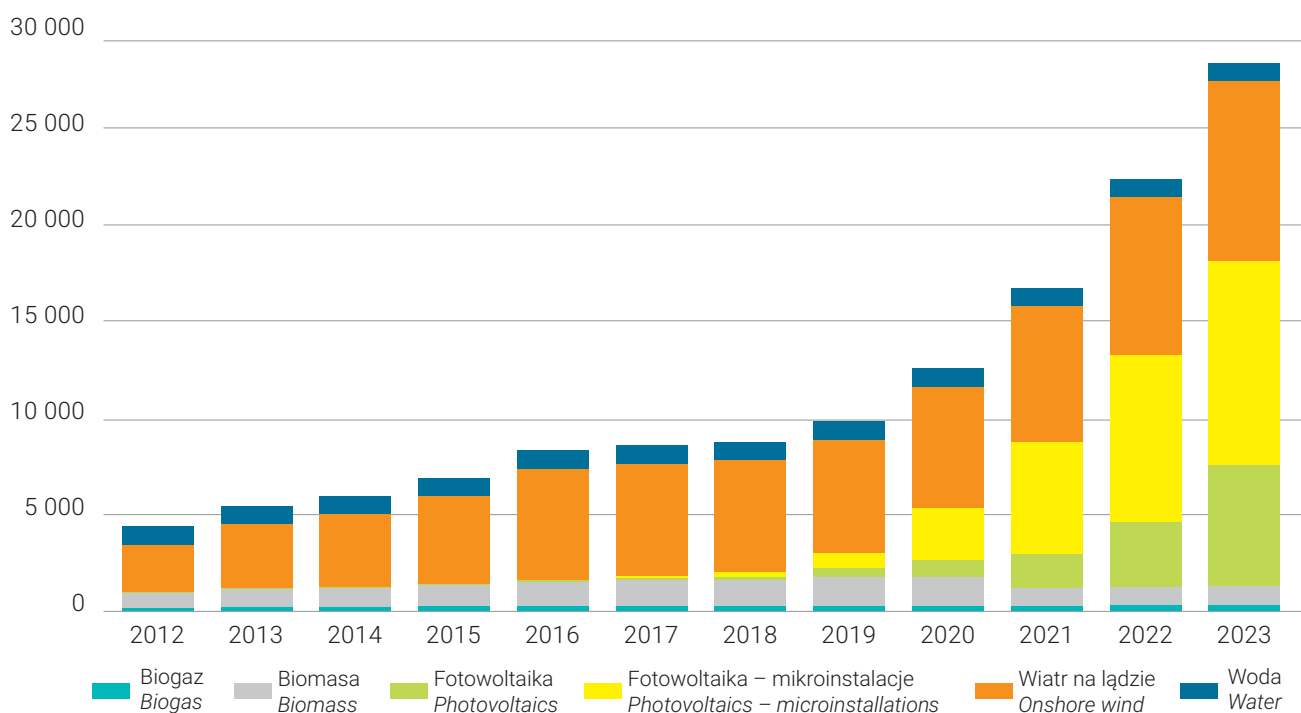
Capacity growth in wind power has slowed markedly since 2017 due to the start of work on introducing a new auction support mechanism and the regulatory uncertainty associated with it. In the 3 years from 2017 to 2019, capacity growth amounted to only 110 MW. From 2020, the dynamics of wind power development accelerated. In 2022, for the first time since the record-breaking 2016, power plants with a capacity exceeding 1 GW (1130 MW to be exact) were commissioned, increasing the total installed capacity by 15.9%. In 2023, another 1180 MW was commissioned, representing a 14.3% increase in installed capacity over the 12 months. The increase in capacity in recent years was primarily due to projects that won auctions. Installed capacity for wind power was 9.4 GW at the end of 2023.

Chart 23. Annual growth of installed wind power capacity in Poland, MW

Source: ERO, ARE

Wykres 24. Moc zainstalowana OZE w podziale na poszczególne technologie

Chart 24. Installed RES capacity by technology



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych URE oraz ARE

Source: Compiled by Baker Tilly TPA on the basis of ERO and ARE data

Od 2019 r. rozpoczął się okres dynamicznego wzrostu mocy instalacji fotowoltaicznych, który na początku był napędzany głównie przez mikroinstalacje prosumenckie. Zgodnie z danymi Agencji Rynku Energii, na koniec grudnia 2023 r. zainstalowana moc w mikroinstalacjach fotowoltaicznych wyniosła 10,7 GW oraz 6,4 GW w elektrowniach fotowoltaicznych (z wyłączeniem mikroinstalacji). W pozostałych elektrowniach moc zainstalowana wyniosła: 979 MW dla elektrowni wodnych, 982 MW dla instalacji na biomasę oraz 294 MW na biogaz. Całkowita zainstalowana moc w odnawialnych źródłach energii na koniec 2023 r. wyniosła 28,8 GW w porównaniu z 22,7 GW na koniec 2022 r. oraz z 8,2 GW z 30 kwietnia 2016 r. (ostatni dzień uprawniający do uczestnictwa w systemie zielonych certyfikatów). Przez ostatnie 4 lata przyrost mocy w OZE wyniósł 18,8 GW, w tym 6,1 GW w samym 2023 r. Najszybciej rosła moc instalacji fotowoltaicznych – przyrost mocy łącznie dla dużych elektrowni i mikroinstalacji w ostatnich 4 latach wyniósł 15,7 GW łącznie (średnioroczny wzrost na poziomie 90%). W tym samym okresie moc instalacji wiatrowych wzrosła o 3,5 GW (10,4% 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 zliberalizo-

Starting in 2019, a period of rapid growth in solar PV capacity commenced, initially mainly driven by prosumer micro-systems. According to data from the Energy Market Agency (ARE), the installed capacity of PV micro-systems at the end of December 2023 amounted to 10.7 GW and 6.4 GW for PV power plants (excluding micro-systems). In other power plants, the installed capacity was: 979 MW for hydroelectric power plants, 982 MW for biomass systems and 294 MW for biogas. The total installed capacity of renewable energy sources at the end of 2023 was 28.8 GW, compared to 22.7 GW at the end of 2022 and 8.2 GW as of April 30, 2016. (the last day of eligibility to participate in the green certificate system). Over the past four years, RES capacity additions totalled 18.8 GW, including 6.1 GW in 2023 alone. The fastest growth has been recorded by photovoltaic capacity, with combined capacity growth for large power plants and micro-systems over the past 4 years amounting to 15.7 GW (average annual growth of 90%). During the same period, wind power capacity increased by 3.5 GW (10.4% average annual growth). In contrast, the capacity of biomass energy units fell by 0.5 GW compared to the end of 2019.

In terms of the development perspectives for the Polish market and the most important obstacles to be removed in the wind energy sector, the biggest development barrier so far has been the 10H rule, which was recently liberalized.

Przeciwdziałanie zmianom klimatu to wyzwanie cywilizacyjne naszych czasów. W praktyce oznacza potrzebę fundamentalnych zmian infrastrukturalnych. Ogromne inwestycje, szczególnie niezbędne dla transformacji energetycznej, to wielkie wyzwanie, które wymaga mobilizacji ogromnych środków finansowych, zarówno tych publicznych, jak i prywatnych.

ARP TFI S.A. ma zamiar odgrywać na tym polu znaczącą rolę. Planujemy działalność w dwóch kluczowych obszarach. Jeden obszar to koncentracja na inwestycjach lokalnych o niższym ryzyku, ze szczególnym naciskiem na dekarbonizację ciepłownictwa i usług komunalnych. Obecnie sektor ciepłownictwa zawodowego jest „w tyle” z projektami transformacyjnymi. Mimo trudnej sytuacji branży dostrzegamy ciekawe okazje inwestycyjne w tym segmencie.

Drugi obszar zainteresowania to szeroko pojęta transformacja energetyczna w obszarze wytwarzania energii, w tym wsparcie projektów związanych z zieloną energią, w szczególności nisko – i zeroemisyjnych źródeł. To także rozwój infrastruktury potrzebnej do transformacji i efektywności energetycznej przedsiębiorstw oraz rozwój łańcucha dostaw dla przemysłu transformacji energetycznej. Aktywność w tym obszarze oznacza akceptację wyższego ryzyka inwestycyjnego, wynikającego z częściowej lub całkowitej ekspozycji na ryzyko rynkowe oraz akceptacji ryzyka fazy budowlanej projektów.

W sektorze wytwarzania komercyjnego prądu osobiście preferuję finansowanie budowy nowych farm wiatrowych, zamiast kupowania istniejących już instalacji. Taka strategia pozwala na budowanie wartości i monitorowanie projektu od jego początku, co jest ważne w kontekście realizacji celów zrównoważonego rozwoju. Wypracowaliśmy własną metodologię oceny aspektów ESG w całym procesie inwestycyjnym.

W zakresie źródeł prądowych poszukujemy modeli biznesowych do inwestowania w instalacje bardziej elastyczne i sterowalne niż obecnie. W tym celu analizujemy instalacje bateryjne i połączenie instalacji OZE z bateriami. Sądzę, że zarówno farmy wiatrowe obecnie działające, jak i przyszłe mają duży potencjał biznesowy do implementacji rozwiązań magazynujących wytworzoną energię. Podobnie istotnym obszarem naszych analiz jest produkcja prądu z biogazu oraz produkcja biometanu. Sektor ten, w pewnym sensie „zapomniany”, może być kolejnym obszarem boomu inwestycyjnego. Szczególnie interesującą jego cechą jest większa niezależność od pogody i możliwość magazynowania biogazu/biometanu jako źródła energii.

Będąc członkiem grupy konsultacyjnej przy Komisji Europejskiej (Investors Dialog), wiem, jak istotną kwestią w UE i Polsce jest intensyfikacja budowy instalacji OZE sprzedających prąd na warunkach rynkowych lub poprzez umowy bilateralne (PPA). Z moich obserwacji wynika, że banki są w stanie finansować do 50–60% kwoty inwestycji wiatrowej czy PV, przy pełnym ryzyku rynkowym, czyli braku zabezpieczenia sprzedaży. Większe poziomy finansowania są dostępne dla projektów z wygraną aukcją lub umową PPA. Z drugiej strony aukcje ograniczają ilość energii sprzedawanej bezpośrednio przedsiębiorcom według ustalonej z góry ceny, czyli nie mogą służyć zabezpieczeniu ceny prądu dla przedsiębiorstw. Ponadto istnieje ograniczona ilość spółek, które banki są w stanie zaakceptować jako wiarygodnych kredytowo odbiorców energii w ramach długoterminowych umów PPA. Stąd też poszukiwania przez KE mechanizmów wsparcia rozwoju rynku PPA poprzez gwarancje i pożyczki podporządkowane.

Przewiduję, że ceny prądu będą stopniowo spadać, co jest zgodne z dostępnymi nam prognozami rynkowymi cen prądu i moimi przewidywaniami. Jest to uwzględnione w naszych modelach inwestycyjnych.



Tomasz Tomasiak

**Managing Director of Investment
Office ARP Towarzystwo Funduszy
Inwestycyjnych S.A.**

Tackling climate change is the civilization challenge of our times. In practice, it means the need for fundamental infrastructural changes. Huge investments, especially those needed for the energy transition, are a major challenge that requires the mobilization of enormous financial resources, both public and private.

ARP TFI S.A. intends to play a significant role in this field. We plan to operate in two key areas.

One area focusing on lower-risk local investments, with particular emphasis on decarbonizing district heating and utilities. Currently, the district heating sector is 'lagging behind' transition projects. Despite the difficult situation of the industry, we see interesting investment opportunities in this segment.

The second area of interest is energy transition in the field of power generation in the broadest sense, including support for green energy projects, particularly low – and zero-carbon sources. It is also the development of the infrastructure needed for the transformation and energy efficiency of enterprises, and the development of the supply chain for the energy transition industry. Activity in this area means accepting higher investment risk, resulting from partial or full exposure to market risk and accepting the risk of the construction phase of projects.

In the commercial power generation sector, my personal preference is to finance the construction of new wind farms instead of buying existing facilities. Such a strategy allows us to create value and monitor the project from scratch, which is important in the context of achieving sustainability goals. We have developed our own methodology for evaluating ESG aspects throughout the investment process.

In terms of electricity sources, we are looking at business models for investing in facilities that are more flexible and controllable than today. To this end, we are analysing battery facilities and a combination of RES and battery systems. I believe that currently operated wind farms, as well as future wind farms, come with great business potential for implementing generated-energy storage solutions. Similarly, an important area of our analysis is the production of electricity from biogas and the production of biomethane. This somewhat 'forgotten' sector could be the next area of the investment boom. Of particular interest is its greater independence from the weather and the possibility of storing biogas/biomethane as an energy source.

Being a member of a consulting group at the European Commission (Investors Dialog), I know how important it is for the EU and Poland to intensify the construction of RES facilities selling electricity on market terms or through bilateral agreements (PPAs). My observations show that banks are able to finance up to 50-60% of the amount of a wind or PV investment, with full market risk, i.e., no sales collateral. Larger levels of financing are available for projects with a won auction or PPA. On the other hand, auctions limit the amount of energy sold directly to businesses according to a predetermined price, i.e., they cannot be employed to secure the price of electricity for businesses. In addition, there are a limited number of companies that banks are able to accept as creditworthy energy customers under long-term PPAs. Hence the EC's search for mechanisms to support the development of the PPA market through guarantees and subordinated loans.

I envisage gradually declining electricity prices, which is in line with market forecasts of electricity prices available to us and my predictions. This is factored into our investment models.

wana. 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. Możliwe jest także kolejne zmniejszenie normy odległościowej do 500 metrów, co uwolniłoby dodatkowe projekty, które byłyby możliwe do realizacji.

Obecnie jako główną barierę wzrostu respondenci ankiety PSEW wskazują zdecydowanie wysoką ilość odmów przyłączeń do sieci wynikającą z niskiego potencjału przyłączeniowego Krajowego Systemu Elektroenergetycznego oraz nadal, według branży, restrykcyjne regulacje odległościowe.

5.2. Nakłady inwestycyjne

Koszt wybudowania 1 MW mocy spadał od początku rozwoju energetyki wiatrowej z uwagi na postęp technologiczny oraz rosnącą konkurencję wśród dostawców turbin. W dotychczas realizowanych projektach w Polsce wykorzystywano głównie starsze typy turbin o mocy 2–3 MW. Z czasem zaczęto także montować turbiny o mocy od 3 do 3,6 MW z wirnikami o długości około 110–130 metrów. Rzadko stosuje się bardziej efektywne turbiny o jednostkowej mocy przekraczającej 5 MW. Produktivność większych turbin jest wyższa nawet o kilkanaście punktów procentowych w podobnych warunkach środowiskowych, lecz te wymagają wyższych wież, mają większą średnicę rotora i w związku z tym, przy dotychczasowym limicie odległości, praktycznie nie było możliwości ich instalowania. Średnia produktivność starszych modeli turbin na przestrzeni ostatnich lat nieznacznie wzrosła (do ok. 3,0–3,3 GWh z 1 MW rocznie), jednak turbiny te nie są w stanie zbliżyć się do produktivności oferowanych przez nowsze, większe jednostki.

Większe turbiny, pomimo wyższych kosztów inwestycji w przeliczeniu na 1 MW mocy, charakteryzują się większą wydajnością i 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 zazwyczaj w przedziale 1,4–2,0 mln EUR. Zróżnicowanie 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 sfinanso-

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 based on a local area development plan. Liberalization of the 10H rule will increase the number of locations where wind turbines can be built. It is also possible to further reduce the distance standard to 500 meters, which would free up additional feasible projects.

At present, a majority of the respondents to the PWEA survey, when asked about the main growth drawbacks, cite the high number of grid connection refusals due to the low connection potential of the National Power System and the still restrictive, according to industry representatives, distance regulations.

5.2. Capital expenditures

The cost of building 1 MW of capacity has been falling since the beginning of wind power development due to technological advance and increasing competition among turbine vendors. Projects in Poland to date have mainly been employing older types of turbines with a capacity of 2–3 MW. Over time, turbines of 3 to 3.6 MW with rotors of about 110–130 meters in length have also begun to be installed. More efficient turbines with a unit power of more than 5 MW are rarely used. The productivity of larger turbines is higher by up to a dozen or so percentage points under similar environmental conditions, but these require taller towers, come with larger rotor diameters and thus, under the previous distance limit, it was practically impossible to install them. The average productivity of older turbine models has increased slightly over the past few years (to about 3.0–3.3 GWh from 1 MW per year), but these turbines cannot match the productivity offered by newer, larger units.

Larger turbines, despite higher investment costs per MW of capacity, exhibit higher efficiency and achieve a lower levelized cost of energy (LCOE). Relaxation of the 10H rule should allow new projects to emerge based on current technological and economic conditions. This would involve an increase in expenditures per MW of capacity due to the possibility of using more expensive turbines, but it would be possible to produce more and cheaper electricity from the installed capacity.

The results of a survey among PWEA members conducted earlier this year indicate that the amount of total capital expenditures per MW is typically in the range of €1.4–2.0 million. This variation may be due to the application of different turbine technologies and additional costs, such as the need for a long connection or main power point, for example. This coincides with data published by WindEurope, according to which capital expenditures per MW of farm capacity financed in 2023 in Poland averaged EUR 1.5 MM.

wanych w 2023 r. w Polsce wyniosły średnio 1,5 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. 8,1 mln PLN⁹⁵. 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 zazwyczaj kilka procent wartości danego projektu. Przeciętna struktura wydatków została przedstawiona w tabeli.

Tabela 4. Szacowane nakłady inwestycyjne na 1 MW mocy zainstalowanej

Średnie nakłady inwestycyjne na 1 MW mocy zainstalowanej <i>Average capital expenditures per MW of installed capacity</i>	mln PLN <i>PLN million</i>	mln EUR <i>EUR million</i>	udział % <i>share %</i>
Turbiny / <i>Turbines</i>	4,7	1,0	58
Przygotowanie/zakup praw do projektu <i>Preparation/purchase of project rights</i>	1,4	0,3	17
GPZ i okablowanie / <i>GPZ and cabling</i>	1,0	0,2	13
Prace budowlane / <i>Construction works</i>	0,6	0,1	7
Opłata przyłączeniowa / <i>Connection fee</i>	0,2	0,1	3
Pozostałe / <i>Others</i>	0,2	0,0	3
Suma / Total	8,1	1,8	100

Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA
Nota: kurs EUR/PLN przyjęty do analizy to 4,50.

Koszt turbin zwykle jest denominowany w EUR, ponieważ największymi ich dostawcami są producenci z krajów Europy Zachodniej (głównie Dania – Vestas, Niemcy – Siemens Gamesa oraz Nordex). 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 lub długoterminowego kontraktu PPA. To przede wszystkim wysokość nakładów inwestycyjnych (w mniejszej części koszt późniejszej eksploatacji) wpływa na oferowaną przez inwestorów cenę sprzedaży energii przy uwzględnieniu zakładanego poziomu rentowności. Optymalnym rozwiązaniem jest

⁹⁵ Szacowany koszt 1 MW mocy zainstalowanej wynosi obecnie ok. 1,8 mln EUR. Na potrzeby analizy przyjęliśmy kurs EUR/PLN na poziomie 4,50.

This amount should be topped up with the costs of preparation and purchase of rights to the project, which can range from EUR 200 thousand to as much as EUR 600 thousand per 1 MW, depending on site attractiveness.

According to our estimates, the expected total capital expenditure per MW of installed capacity for an average wind farm is about PLN 8.1 million.⁹⁵ Wind turbines constitute the largest component of this amount. A significant item is also the purchase of project rights (design) and expenditure related to cabling and grid connection. The value of the connection fee paid to the distribution system operator alone is usually a few percent of a given project value. The average expenditure structure is shown in the table.

Table 4. Estimated capital expenditures per MW of installed capacity

Average capital expenditures per MW of installed capacity	mln PLN <i>PLN million</i>	mln EUR <i>EUR million</i>	udział % <i>share %</i>
Turbines / <i>Turbines</i>	4,7	1,0	58
Preparation/purchase of project rights	1,4	0,3	17
GPZ and cabling	1,0	0,2	13
Construction works	0,6	0,1	7
Connection fee	0,2	0,1	3
Others	0,2	0,0	3
Total	8,1	1,8	100

Source: Own compilation by Baker Tilly TPA
Note: the EUR/PLN exchange rate taken for analysis is 4.50.

The cost of turbines is usually denominated in EUR, since the largest vendors are manufacturers from Western European countries (mainly Denmark – Vestas, Germany – Siemens Gamesa and Nordex). Therefore, in the case of wind power plant construction, a foreign exchange risk arises for a Polish investor. However, it is worth adding that an increasing number of tenders for the supply of turbines offer the possibility of securing the foreign currency exchange rate, i.e., ensuring a fixed price expressed in PLN.

Proper estimation of the amount of capital expenditure is crucial in terms of the subsequent project profitability, particularly in the context of an auction or a long-term PPA. It is primarily the amount of capital expenditures (the cost of later operation to a lesser extent) that affects the energy selling price offered by investors, taking into account the assumed profitability level. The optimal solution is to offer an auction price that covers the total expenses – those

⁹⁵ Estimated cost of 1 MW of installed capacity is currently about EUR 1.8 million. For the purposes of the analysis, we assumed a EUR/PLN exchange rate of 4.50.

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. Analiza uwzględnia dane za 2022 r., jako że dane za 2023 r. nie są jeszcze dostępne dla większości farm. Wzięliśmy pod uwagę te podmioty o mocy zainstalowanej od 0,9 MW do 145 MW. Oczyściliśmy księgowo wyniki EBITDA czy EBIT ze zdarzeń jednorazowych i niegotówkowych występujących w pozostałych przychodach i kosztach operacyjnych, takich jak m.in. rozliczenia otrzymanych dotacji, zyski i straty na zbyciu aktywów, przeszacowania wartości aktywów, zawiązania i rozwiązania rezerw, odszkodowania. Poniższa tabela przedstawia charakterystykę analizowanej grupy.

Tabela 5. Charakterystyka grupy wybranych spółek prowadzących działalność w zakresie wytwarzania energii z wiatru będących przedmiotem analizy

Charakterystyka grupy (n = 63) – dane za 2022 r. Group characteristics (n = 63) – data for 2022.	Mediana Median	Średnia Average	Minimum Minimum	Maksimum Maximum
Moc zainstalowana w MW / Installed power in MW	10,5	26,2	0,9	144,9
Przychody ze sprzedaży (mln PLN) / Sales revenues (PLN million)	10,9	28,1	0,3	193,3
Koszty gotówkowe (mln PLN) / Cash costs (PLN million)	2,5	5,8	0,1	32,3
Skorygowana EBITDA (mln PLN) / Adjusted EBITDA (PLN million)	8,8	22,3	0,1	161,1
Dane na 1 MW mocy / Data per 1 MW of power:				
Przychody ze sprzedaży (tys. PLN/MW) Sales revenues (PLN thousand/MW)	1 194	1 246	334	2 357
Koszty gotówkowe (tys. PLN/MW) Cash costs (PLN thousand/MW)	281	326	62	1 142
Skorygowana EBITDA (tys. PLN/MW) Adjusted EBITDA (PLN thousand/MW)	828	909	70	1 963

Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

Analizie poddana została również struktura finansowania wybranej grupy farm na koniec 2022 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

incurred and those expected to be incurred in connection with the implementation of the project. It will also be reasonable for some investors to submit a bid with a price covering only future expenditures and operating costs, along with an appropriate rate of return (ignoring sunk costs – expenditures incurred up to the point of obtaining a valid construction permit).

5.3. Financing structure

For the purposes of the report, we examined the financial data of a group of companies engaged in wind power generation. The analysis includes data for 2022, as data for 2023 is not yet available for most farms. We considered entities with installed capacity from 0.9 MW to 145 MW. We have cleared the accounting EBITDA or EBIT results of non-recurring and non-cash events recognized in other operating income and expenses, such as, among others, settlements of subsidies received, gains and losses on the disposal of assets, asset revaluations, provisions and reversals, and compensation. The following table shows the characteristics of the analysed group.

Table 5. Characteristics of the group of selected wind power generation companies under analysis

Charakterystyka grupy (n = 63) – dane za 2022 r. Group characteristics (n = 63) – data for 2022.	Mediana Median	Średnia Average	Minimum Minimum	Maksimum Maximum
Moc zainstalowana w MW / Installed power in MW	10,5	26,2	0,9	144,9
Przychody ze sprzedaży (mln PLN) / Sales revenues (PLN million)	10,9	28,1	0,3	193,3
Koszty gotówkowe (mln PLN) / Cash costs (PLN million)	2,5	5,8	0,1	32,3
Skorygowana EBITDA (mln PLN) / Adjusted EBITDA (PLN million)	8,8	22,3	0,1	161,1
Dane na 1 MW mocy / Data per 1 MW of power:				
Przychody ze sprzedaży (tys. PLN/MW) Sales revenues (PLN thousand/MW)	1 194	1 246	334	2 357
Koszty gotówkowe (tys. PLN/MW) Cash costs (PLN thousand/MW)	281	326	62	1 142
Skorygowana EBITDA (tys. PLN/MW) Adjusted EBITDA (PLN thousand/MW)	828	909	70	1 963

Source: Own compilation by Baker Tilly TPA

The financing structure of the selected group of farms at the end of 2022 was also analysed. The analysis is based on information presented in the balance sheet, which shows the value of assets after partially writing-off property, plant and equipment, as well as taking into account cash flows already generated from, among other things, results of operations, dividends paid, incurrence 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 relate to the situation of the companies at the

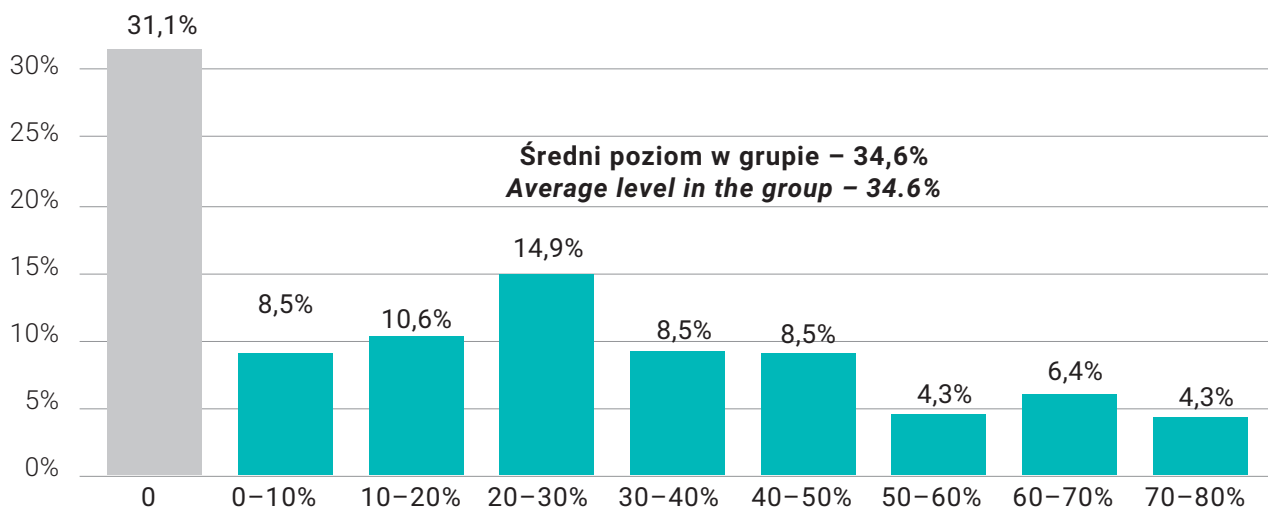
podkreślić, że zaprezentowane poniżej wyniki nie dotyczą sytuacji spółek w momencie rozpoczynania fazy operacyjnej, tj. produkcji energii elektrycznej, lecz odzwierciedlają stan na koniec 2022 r. dla instalacji, które funkcjonują już od jakiegoś czasu i spłaciły część finansowania.

Zbadaliśmy relację zadłużenia finansowego do sumy aktywów, zgodnie z danymi na 31 grudnia 2022 r., przy czym uwzględniliśmy jedynie zadłużenie finansowe wobec podmiotów zewnętrznych (spoza grupy kapitałowej danego podmiotu). Największa liczba projektów finansowała swoje aktywa wyłącznie kapitałem własnym, co nie jest optymalne z punktu widzenia zwrotu z kapitału własnego, jednak część z tych podmiotów pozyskiwała finansowanie od podmiotów powiązanych. Średni poziom finansowania aktywów długiem dla spółek, które z niego korzystały, wyniósł 34,6% na koniec 2022 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 2022 r. w grupie analizowanych farm.

start of the operating phase, i.e., electricity production, but reflect the status at the end of 2022 for plants that have been in operation for some time and have repaid some of the financing. generating.

We examined the financial debt-to-total assets ratio, as reported for 31 December 2022, and included only financial debt towards external parties (outside the entity's group). The majority of projects financed their assets solely with equity, which is not optimal from the standpoint of return on equity, but some of these entities obtained financing from affiliated parties. The average level of debt financing of assets for the companies that employed it was 34.6% at the end of 2022. It is highly likely that debt capital is raised at the group or holding company level, making it impossible to isolate at the level of the SPV operating the wind farm. For this reason, it appears that historical data on debt levels is underestimated. The chart shows the financial debt-to-assets ratio at the end of 2022 for the group of farms analysed.

Wykres 25. Rozkład analizowanej grupy farm wiatrowych pod względem udziału zadłużenia w finansowaniu aktywów na koniec 2022 r. (oś pionowa – udział w grupie, oś pozioma – stosunek zadłużenia do aktywów)



Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

Chart 25. Distribution of the analysed group of wind farms in terms of the share of debt in financing assets at the end of 2022 (vertical axis – share in the group, horizontal axis – debt-to-asset ratio)

Source: Own compilation by Baker Tilly TPA

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

5.4. Revenue

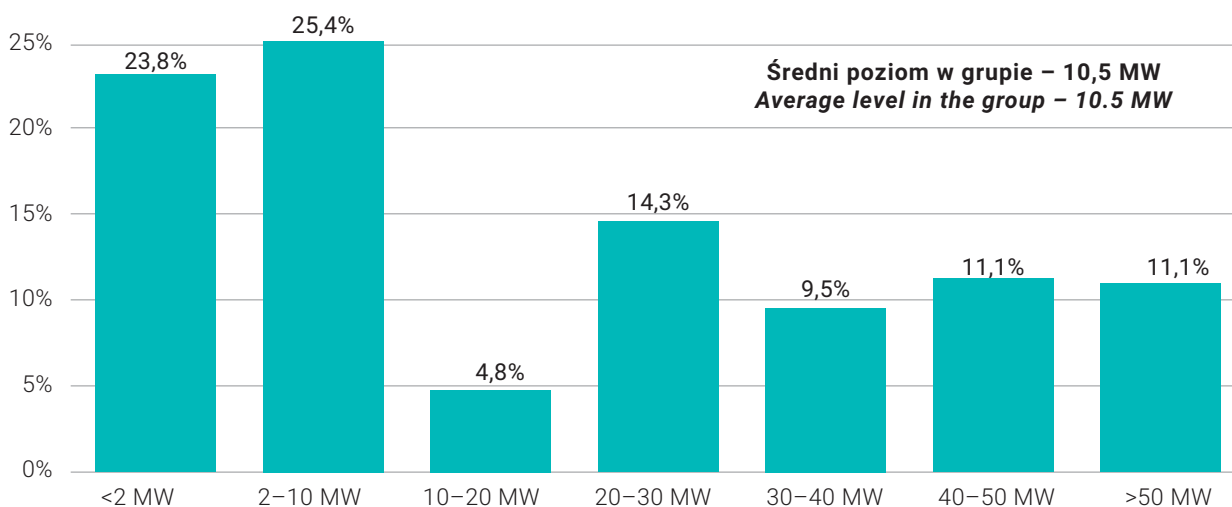
The previous chapter discussed wind farm revenue sources. Wind farms employ the following revenue models: (1) projects participating in the green certificate system, (2) projects operating under the pure market model, i.e., put into operation after 1 July 2016, not participating in auctions, and (3) projects that have started or will start operating

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 PPA/cPPA.

W 2022 r. projekty działające w systemie zielonych certyfikatów mogły liczyć średnio na ok. 710 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. 326 PLN/MWh i była zdecydowanie niższa niż średnia cena rynkowa w 2023 r., która wyniosła 534 PLN/MWh.

Wprowadzenie limitów cen dla energetyki wiatrowej na poziomie 345 PLN/MWh zdecydowanie pogorszyło wyniki większości 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 bądź konieczność wyłączenia instalacji przez operatora. Przeanalizowaliśmy wysokość przychodów na 1 MW mocy zainstalowanej w grupie badanych podmiotów. Rozkład wielkości farm wiatrowych przedstawia wykres poniżej.

Wykres 26. Rozkład analizowanej grupy farm wiatrowych pod względem mocy poszczególnych farm wiatrowych



Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

under the auction model. Projects eligible to receive green certificates are power plants put into operation prior to 1 July 2016. An entity operating under any of the aforementioned models may additionally secure a portion of the volume by entering into a PPA/cPPA.

In 2022, projects operating under the green certificate system could count on an average of about PLN 710 in revenue for 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 based on green certificates will be entitled to receive this support until 2031, and during the remaining years of operation they will generate revenues only from energy sales. On the other hand, the projects that won an auction guaranteed themselves price predictability (ignoring the risk regarding the amount of indexation) for a 15-year period in relation to the declared volume. At the last auction, the average implied energy selling price was about 326 PLN/MWh, which was significantly lower than the average market price in 2023, which was 534 PLN/MWh.

The introduction of price caps for wind power at 345 PLN/MWh has definitely worsened the financial performance of most farms compared to 2022. In addition, as RES energy becomes increasingly saturated on the grid in the long term, energy prices will fall, and excess generation will also result in the emergence of negative energy prices or the need for the operator to shut down facilities. We analysed the revenue per MW of installed capacity within the group of surveyed entities. The distribution of wind farm sizes is shown in the chart below.

Chart 26. Distribution of the analyzed group of wind farms concerning the capacity of individual wind farms

Source: Own compilation by Baker Tilly TPA

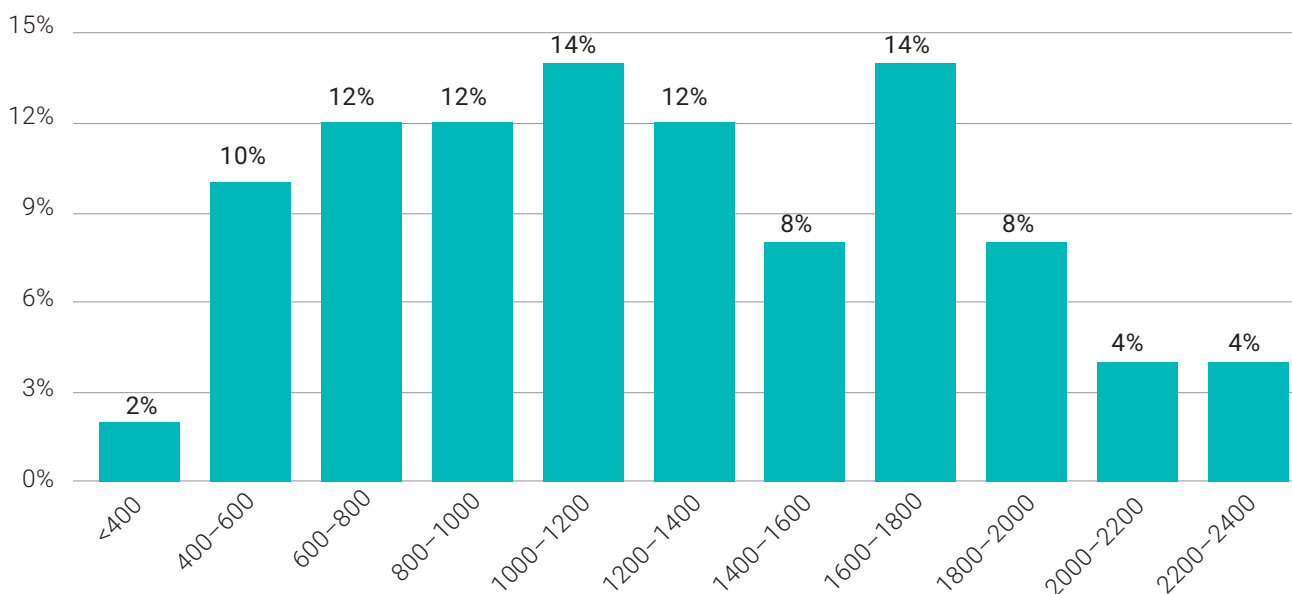
W 2022 r. średnia wartość przychodów na 1 MW mocy zainstalowanej wyniosła ok. 1,2 mln PLN, o 17% więcej niż rok wcześniej. W gronie analizowanych projektów najczęściej osiągnięty był przychód z 1 MW w przedziale 1,0–1,2 mln PLN oraz 1,6–1,8 mln PLN.

Najlepsze projekty były w stanie przekroczyć poziom 1,8 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, a także sposób zabezpieczenia przychodów ze sprzedaży. Osiągniętą wartość przychodów przedstawia poniższy wykres.

In 2022, the average revenue per MW of installed capacity was about PLN 1.2 million, 17% more than a year earlier. Among the projects analysed, the most common revenue per MW was in the ranges of PLN 1.0–1.2 million and PLN 1.6–1.8 million.

The top projects were able to exceed the level of PLN 1.8 million in revenue per MW. Of great importance for this indicator are the local wind conditions, the efficiency of the turbines and the possibility of selling green certificates, as well as the way in which the sales revenue is secured. The achieved revenue value is shown in the chart below.

Wykres 27. Rozkład analizowanej grupy farm wiatrowych pod względem wskaźnika przychodów na 1 MW w 2021 r. (tys. PLN)



Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

Chart 27. Distribution of the analysed group of wind farms regarding the revenue per MW ratio in 2021 (PLN thousand)

Source: Own compilation by Baker Tilly TPA

5.5. Koszty operacyjne

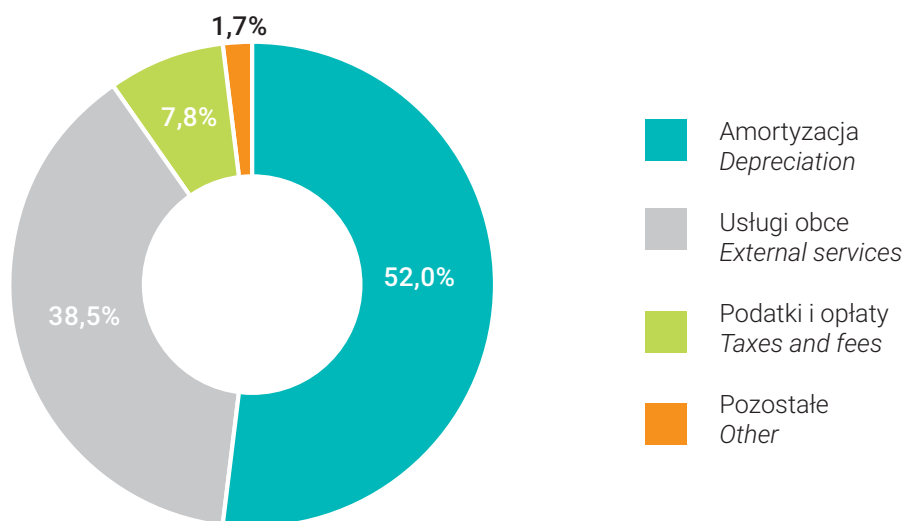
Energetyka wiatrowa charakteryzuje się wysokimi nakładami inwestycyjnymi oraz stosunkowo niskimi kosztami eksploatacji. Koszty gotówkowe funkcjonowania farmy wiatrowej zazwyczaj stanowią ok. 1/4 jej przychodów, przy czym zależy to od wietrzności w danej lokalizacji, wielkości farmy oraz jednostkowej 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.

5.5. Operating costs

Wind power is characterized by high capital expenditures and relatively low operating costs. The cash costs of operating a wind farm typically account for about one-quarter of its revenue, and this depends on the windiness of the location, the size of the farm, as well as the unit capacity and efficiency of the turbines. High capital expenditures translate into a large share of depreciation in total costs. Leaving aside depreciation, which is only an accounting cost and provides a tax shield, the largest share in the operating cost structure is accounted for by third-party services. Of lesser importance are taxes and fees, and other costs. The chart below shows the typical structure of generic costs for the surveyed group of entities.

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 28. Struktura kosztów rodzajowych w badanej grupie spółek



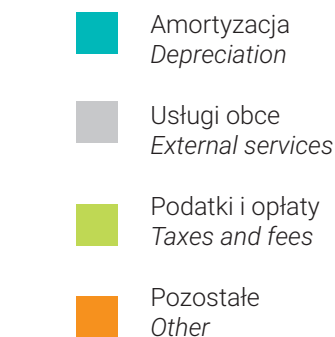
Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

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 średnia wysokość gotówkowych kosztów operacyjnych wynosiła w 2022 r. w grupie analizowanych podmiotów ok. 326 PLN/MW, 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

The relatively large share of third-party service costs 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 electricity (LCOE) over the life-cycle 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 28. Structure of costs by type in the surveyed group of companies



Source: Own compilation by Baker Tilly TPA

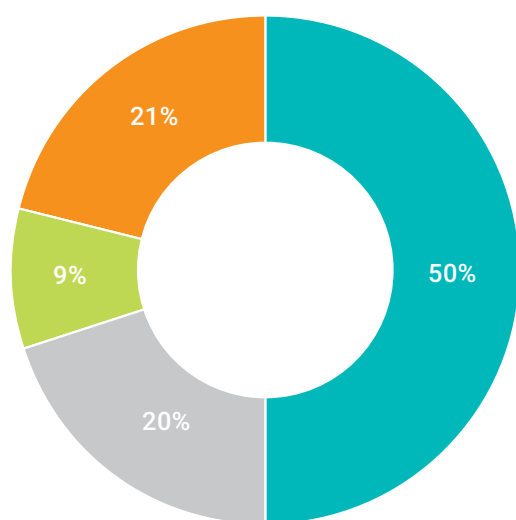
Investors may therefore be willing to forgo the post-warranty service provided by the. A larger number of wind farms also translates into economies of scale for turbine manufacturers, where a given service team will be able to focus on a smaller area of the country, which can result in increased efficiency and the ability to offer lower service prices. Servicing costs are lower for investors with an entire portfolio of wind farms than for investors with individual power plants. Moreover, some of the large operators have their own servicing facilities. In addition to servicing costs, lease rentals are also important as part of third-party service costs.

Our analysis shows that the average cash operating costs in 2022 in the group of analysed entities was approximately PLN 326/MW, but it may fluctuate on a farm-specific basis. For larger wind farms, cash costs may be slightly lower than for smaller power plants due to the application of economies of scale. Highly productive units, with a capacity utilization

produktywnością, ze wskaźnikiem wykorzystania mocy przekraczającym 40%, mogą ponosić koszt gotówkowy na MW w wysokości około 200–250 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. 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 29. Typowa struktura kosztów gotówkowych w lądowych farmach wiatrowych



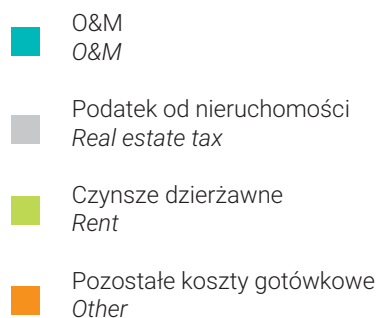
Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

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. W analizowanej grupie spółek wytwarzających energię z wiatru koszty gotówkowe mieściły się najczęściej w przedziale 250 tys. – 300 tys. PLN/MW. Średnie koszty gotówkowe wzrosły o 23% w 2022 r. w porównaniu z rokiem poprzedniego, czego główną przyczyną była wysoka inflacja.

rate exceeding 40%, may incur a cash cost per MW of about PLN 200–250.

Based on projects for which detailed operating parameters were known, we analysed the cash costs incurred by wind power plants. The largest share of cash costs is service and maintenance costs, which account for about half of all expenses. Next in importance are property tax payments, lease rentals and other items, which include insurance, wind farm management fees or administrative costs, among others. The chart below shows the typical cash cost structure at wind farms.

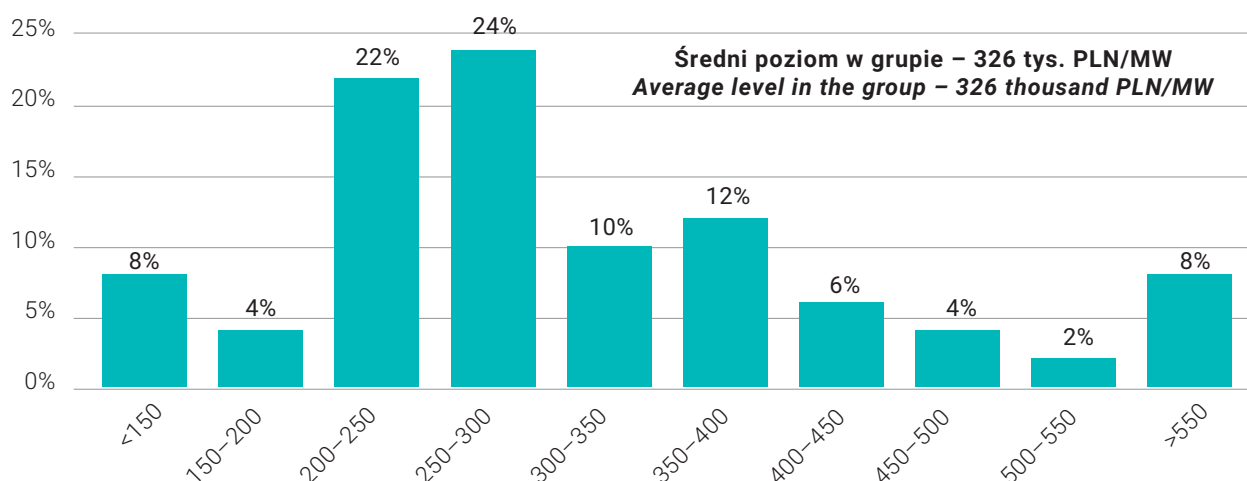
Chart 29. Typical cash cost structure in onshore wind farms



Source: Own compilation by Baker Tilly TPA

Cash costs are considered operating costs excluding depreciation and amortization. They do not take into account financial costs. The distribution of the level of costs between the analysed farms is illustrated in the chart below. Within the analysed group of wind power generating companies, cash costs were most often in the range of 250 thousand – 300 thousand PLN/MW. Average cash costs increased by 23% in 2022 compared to the previous year, the main reason for which was high inflation.

Wykres 30. Rozkład analizowanej grupy pod względem wartości kosztów gotówkowych na 1 MW w 2021 r.



Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

Chart 30. Distribution of the analysed group in terms of the value of cash costs per MW in 2021

Source: Baker Tilly TPA own study

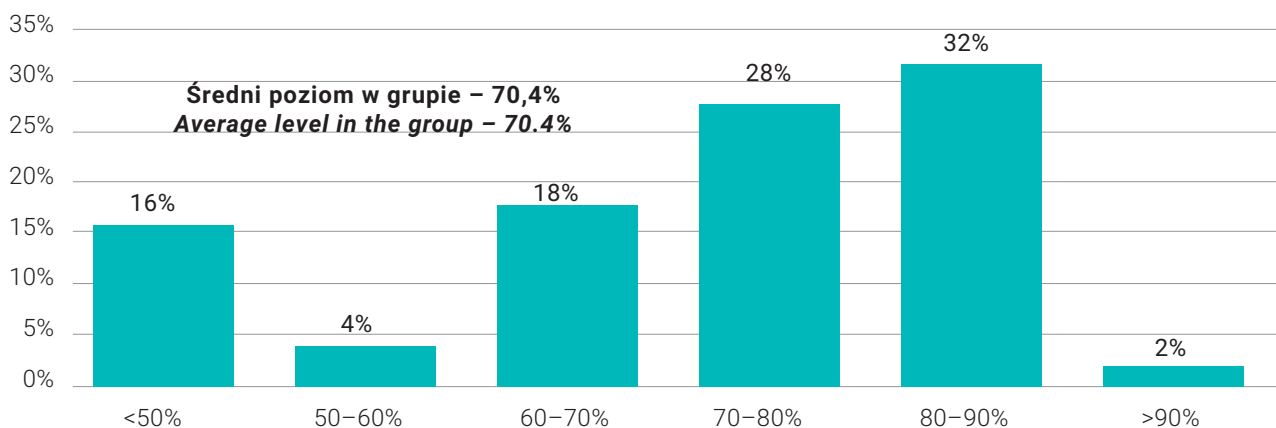
5.6. Marżowość

Zakres osiągniętych poziomów rentowności EBITDA w 2022 r. obejmował od 14% do nawet 90%. Większość podmiotów osiągała wartości w przedziale 60–90%, przy średniej na poziomie 70,4%. 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. Profitability

The analysed group of farms was also examined in terms of margins at the EBITDA level (adjusted for non-recurring and non-cash events) in relation to revenues generated. The range of EBITDA margin levels achieved in 2022 fluctuated from 14% to as high as 90%. Most entities achieved values in the 60–90% range, with an average of 70.4%. Very high levels of profitability are characteristic of this type of business – farm operating costs are small compared to revenues, and the largest cost item is depreciation, which does not affect EBITDA. There is also a noticeable upward trend in the companies' profitability over subsequent years due to higher market prices for energy and green certificates.

Wykres 31. Rozkład analizowanej grupy pod względem rentowności EBITDA w 2022 r.



Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

Chart 31. Distribution of the analysed group in terms of EBITDA margin in 2022

Source: Own compilation by Baker Tilly TPA

Średnia skorygowana EBITDA w przeliczeniu na 1 MW mocy dla grupy analizowanych spółek wyniosła 909 tys. PLN w 2022 r., o 30,7% więcej w porównaniu z 2021 r. Wzrost wynika głównie z wysokich cen energii elektrycznej na TGE. Przy pewnych założeniach dotyczących ekspozycji na ceny rynkowe oraz przychodów ze sprzedaży zielonych certyfikatów wykonaliśmy symulację średniego wyniku EBITDA za 2023 r. Według naszych szacunków średnia skorygowana EBITDA dla instalacji poza systemem zielonych certyfikatów z 50% przychodów z aukcji i 50% z rynku mogła wynieść ok. 0,9 mln PLN na MW w 2023 r. Dla instalacji w systemie zielonych certyfikatów o takiej samej ekspozycji rynkowej i udziale aukcji, skorygowana EBITDA mogła wynieść nawet 1,4 mln PLN. Przy czym przy większym udziale ekspozycji rynkowej EBITDA byłaby wyższa. Jednak ze względu na wprowadzone limity cenowe rzeczywista EBITDA za 2023 r. mieściła się zazwyczaj w przedziale 550–650 tys. PLN (poza systemem zielonych certyfikatów).

The average adjusted EBITDA per MW of power for the group of companies analysed amounted to PLN 909,000 in 2022, 30.7% more than in 2021. The increase is mainly owing to high electricity prices on POLPX. Under certain assumptions regarding exposure to market prices and revenues from the sale of green certificates, we simulated the average EBITDA for 2023. According to our estimates, the average adjusted EBITDA for facilities outside the green certificate system with 50% of revenues from auctions and 50% from the market could amount to about PLN 0.9 million per MW. For facilities within the green certificate system with the same market exposure and auction share, the adjusted EBITDA could be as high as PLN 1.4 million. With a higher share of market exposure, EBITDA would have been higher. However, due to the price caps introduced, the actual EBITDA for 2023 was usually in the range of PLN 550–650 thousand (outside the green certificate system).

Wykres 32. Średnia skorygowana EBITDA w przeliczeniu na 1 MW w grupie analizowanych spółek

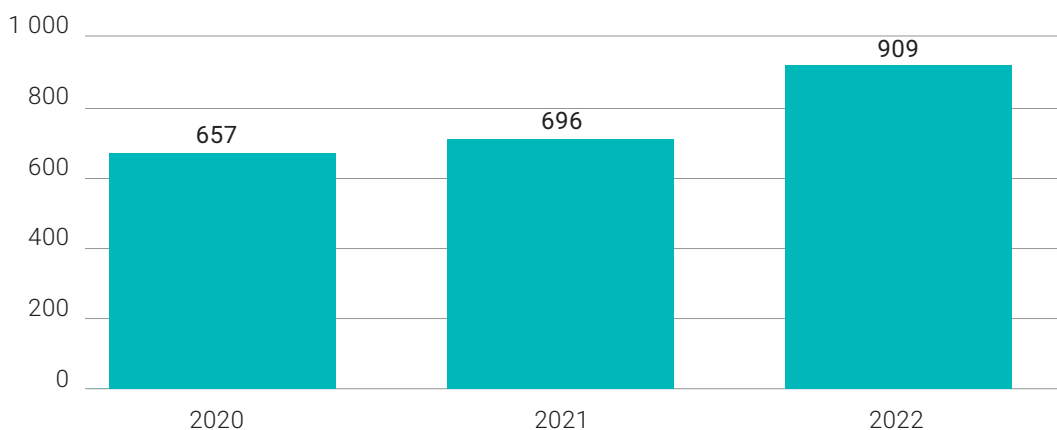


Chart 32. Average adjusted EBITDA per MW for the group of companies analysed

Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

Source: Own compilation by Baker Tilly TPA

Przy analizie marżowości farm wiatrowych należy także wziąć pod uwagę koszty odsetek od pozyskanego finansowania, które są istotnym kosztem działalności projektów wiatrowych. Wzrost stóp procentowych w ostatnich latach doprowadził do znacznego wzrostu kosztów odsetek. Zakładając 60-procentowy poziom finansowania długiem, roczne koszty odsetek mogły wynieść nawet około 340–360 tys. PLN na 1 MW w 2022 r. dla nowo wybudowanej farmy wiatrowej w porównaniu z około 130–150 tys. PLN w 2021 r. Koszty odsetek zazwyczaj zmniejszają się w czasie wraz ze stopniową spłatą kapitału zaciągniętej pożyczki. Dodatkowo niektóre farmy zawarły kontrakty na zabezpieczenie stopy procentowej (ang. IRS) dla części finansowania, co pozwoliło im ograniczyć negatywne skutki wzrostu stóp procentowych.

When analysing wind farm margins, it is also important to take into account the cost of interest on the financing obtained, which is a significant cost of wind project operations. The rise in interest rates in recent years has led to a significant increase in interest costs. Assuming a 60 percent debt financing level, annual interest costs could be as high as approximately PLN 340–360 thousand per 1MW in 2022 for a newly built wind farm, compared to about PLN 130–150 thousand in 2021. Interest costs typically decrease over time as the principal of the borrowing is gradually repaid. In addition, some farms have entered into interest rate hedging (IRS) contracts for portions of their financings, which has helped them reduce the negative effects of rising interest rates.

5.7. Analiza opłacalności inwestycji

5.7.1. Perspektywa inwestora strategicznego

Ocena atrakcyjności projektu jest wypadkową kilku elementów – nakładów inwestycyjnych, kosztów operacyjnych, produktywności projektu i osiągniętych cen, a także oczekiwanej stopy zwrotu, uzależnionej od rynkowych stóp procentowych oraz ryzyka inwestycji w dany projekt. W praktyce projekty różnią się głównie nakładami inwestycyjnymi i produktywnością, natomiast poszczególni inwestorzy mogą stosować inne wartości kosztu kapitału. Ponadto projekty o wyższych nakładach inwestycyjnych, stosujące np. droższe turbiny, często generują większą ilość megawatogodzin na megawat niż projekty tańsze.

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%.

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

5.7. Investment project profitability analysis

5.7.1. Strategic investor's perspective

The assessment of a project's attractiveness is the resultant of several elements – capital expenditures, operating costs, project productivity and achieved prices, as well as the expected rate of return, which depends on market interest rates and the project investment risk. In practice, projects differ mainly in terms of capital expenditures and productivity, while different investors may apply different values for the cost of capital. In addition, projects with higher capital expenditures, employing more expensive turbines, for example, often generate more megawatt-hours per megawatt than less expensive projects.

The attractiveness of a project, whether in the context of an energy auction or its economic evaluation, depends primarily on productivity, assuming a similar level of cash costs per MW, regardless of the project (however, economies of scale should be kept in mind). On the other hand, the productivity of an individual wind farm depends not only on the parameters of the turbines themselves, such as the tower height or rotor diameter, but also largely on local wind conditions. The wind study is a very important part of the investment process, significantly affecting project attractiveness.

The productivity of a given wind farm is most often expressed by the capacity utilization rate, or by the number of megawatt hours produced per year from 1 MW of installed capacity. The capacity utilization rate indicates how much time per year the turbine is able to produce energy. Leaving aside wind conditions, which are an individual characteristic of each project, the capacity utilization rate for turbines in the order of 2–3 MW usually fluctuates around 30–35%, while the latest turbines of more than 5 MW reach rates of around 40% or even 50%. However, once again the significant importance of wind conditions should be emphasized – even facilities with a unit capacity of 2 MW and in a very good location are regularly able to achieve a capacity utilization rate of 40%.

The results of a survey among of wind energy sector operators show that the most commonly indicated range of wind power utilization rates is 30–35%, which translates to about 2600–3100 MWh per 1 MW of installed capacity.

Based on the data we acquired and the assumptions adopted, we estimated the internal rate of return (IRR) of a wind power investment. We assumed the construction of a 30 MW wind farm. A description of the key assumptions can be found in the table. With regard to costs, it is worth mentioning that cash costs will be incurred from the beginning of the operation phase, and depreciation rates for the various asset categories have been assumed at a level consistent with the

poziomie zgodnym z rzeczywistym poziomem stawek stosowanych w praktyce. Koszt profilu został przyjęty na poziomie 10%. Odzwierciedla on dyskonto względem rynkowych cen energii, które wynika z niestabilności produkcji źródeł OZE.

actual rates applied in practice. The profile cost has been assumed at 10%. It reflects the discount on market energy prices, which results from the volatility of production based on RES sources.

Tabela 6. Kluczowe założenia przyjęte do analizy IRR

Table 6. Key assumptions applied 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)	8,1
Łączny koszt budowy farmy wiatrowej (mln PLN) / Total construction cost of a wind farm (PLN million)	488,6
Implikowana cena energii w aukcji – wartość z aukcji z 11.2023 r. (PLN/MWh) Implied auction energy price – auction value from 11.2023 (PLN/MWh)	325,7
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)	50%
Koszt profilu / Profile cost	10%
Wskaźnik strat własnych/koszt bilansowania / Own energy losses	2%
Koszty gotówkowe na MW w 2023 r. (tys. PLN) Cash costs per MW in 2023 (PLN thousand)	363,6
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: Own compilation by Baker Tilly TPA

W tabeli zaprezentowano wyniki analizy wrażliwości IRR na dwie kluczowe zmienne: cenę rynkową energii elektrycznej (wariant bazowy to 489 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 11,1%.

The table shows the results of the analysis of IRR sensitivity to two key variables namely, the market price of electricity (baseline is PLN 489/MWh) and the capacity utilization rate (baseline is 35%, or 3066 MWh from 1 MW of capacity), leaving the other assumptions unchanged. Based on such assumptions, the IRR of the investment is 11.1%.

Tabela 7. Analiza wrażliwości IRR inwestycji w energetyce wiatrowej

Table 7. IRR sensitivity analysis of wind power investment projects

Wskaźnik wykorzystania mocy Capacity utilization rate	Rynkowa cena BASE energii elektrycznej (PLN/MWh) BASE market price of electricity (PLN/MWh)							
		350	400	450	489	550	600	650
25%		3,5%	4,7%	5,8%	6,6%	7,6%	8,5%	9,2%
30%		6,0%	7,2%	8,2%	9,0%	10,1%	10,9%	11,7%
35%		8,1%	9,3%	10,3%	11,1%	12,2%	13,1%	13,9%
40%		10,0%	11,2%	12,3%	13,0%	14,2%	15,1%	16,0%
45%		11,7%	12,9%	14,0%	14,8%	16,1%	17,0%	17,9%

Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

Source: Own compilation by Baker Tilly TPA

Przedstawiona analiza wrażliwości potwierdza duże znaczenie wskaźnika produktywności, który jest pochodną m.in. wietrzności danej lokalizacji. Spadek produktywności z 35 do 30% przy cenie 489 PLN/MWh powoduje obniżenie wewnętrznej stopy zwrotu projektu aż o 2,1 punktu procentowego. Z kolei każde 50 PLN/MWh ceny energii ma przełożenie na IRR na poziomie ok. jednego punktu procentowego.

Przyjmując założenia wykorzystane w analizie opłacalności inwestycji skalkulowaliśmy także uśredniony koszt energii elektrycznej (ang. LCOE), który wyniósł 368,7 PLN/MWh dla instalacji rozpoczynających produkcję energii w 2023 r. Głównymi zmiennymi mającymi wpływ na poziom LCOE są nakłady inwestycyjne na wybudowanie farmy, gotówkowe koszty operacyjne oraz średnioważony koszt kapitału. Poniższa tabela przedstawia analizę wrażliwości LCOE w zależności od przyjętego poziomu nakładów inwestycyjnych (Capex) oraz średnioważonego kosztu kapitału.

Tabela 8. Analiza wrażliwości LCOE inwestycji w energetyce wiatrowej

		CAPEX (PLN/MWh) / CAPEX (PLN/MWh)						
		6,6	7,1	7,6	8,1	8,6	9,1	9,6
Koszt kapitału inwestora (WACC) Cost of capital	6,2%	292,0	304,9	317,8	330,7	343,5	356,4	369,3
	7,2%	307,3	321,3	335,4	349,4	363,4	377,5	391,5
	8,2%	323,0	338,2	353,5	368,7	384,0	399,2	414,4
	9,2%	339,1	355,6	372,0	388,5	405,0	421,4	437,9
	10,2%	355,5	373,3	391,0	408,7	426,4	444,1	461,9

Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

5.7.2. Perspektywa dewelopera

Inwestor strategiczny może rozwijać własne projekty farm wiatrowych lub zdecydować się na zakup projektu od dewelopera w preferowanej fazie inwestycyjnej, na przykład w tzw. fazie ready-to-build (projekt z pozwoleniem na budowę) lub po CoD (projekt już wybudowany, który rozpoczął produkcję energii elektrycznej). Perspektywa inwestora strategicznego to zazwyczaj okres życia farmy (20–30 lat) lub okres krótszy, jeżeli inwestor zakłada wyjście z inwestycji po kilku latach (może tak być na przykład w przypadku funduszy inwestycyjnych). Jest jednak dłuższa niż perspektywa dewelopera, który zazwyczaj zamierza sprzedać projekt do CoD lub wcześniej.

Wartość projektu farmy wiatrowej dla inwestora strategicznego jest uzależniona od przyszłych przepływów pieniężnych generowanych przez projekt, które zależą od wielu wcześniej opisanych aspektów. Najważniejszym czynnikiem będącym poza kontrolą inwestora niedziałającego w systemie aukcyjnym lub w reżimie umów PPA są przyszłe ceny energii, po których sprzedawana będzie energia elektryczna. Atrakcyjność inwestycji determinowana jest także

The sensitivity analysis presented herein confirms the great importance of the productivity rate, which is derived from, among other things, the windiness of a given location. A drop in productivity from 35 to 30% at 489 PLN/MWh reduces the project's IRR by as much as 2.1 percentage points. In contrast, every 50 PLN/MWh of energy price translates into an IRR of about one percentage point.

Under the assumptions employed in the cost-effectiveness analysis, we also calculated a levelized cost of electricity (LCOE), which amounted to 368.7 PLN/MWh for facilities starting energy production in 2023. The main variables affecting the level of LCOE are capital expenditures to build the farm, cash operating costs and weighted average cost of capital. The table below shows the sensitivity analysis of LCOE depending on the assumed level of capital expenditures (Capex) and weighted average cost of capital.

Table 8. LCOE sensitivity analysis of wind power investments

		CAPEX (PLN/MWh) / CAPEX (PLN/MWh)						
		6,6	7,1	7,6	8,1	8,6	9,1	9,6
Koszt kapitału inwestora (WACC) Cost of capital	6,2%	292,0	304,9	317,8	330,7	343,5	356,4	369,3
	7,2%	307,3	321,3	335,4	349,4	363,4	377,5	391,5
	8,2%	323,0	338,2	353,5	368,7	384,0	399,2	414,4
	9,2%	339,1	355,6	372,0	388,5	405,0	421,4	437,9
	10,2%	355,5	373,3	391,0	408,7	426,4	444,1	461,9

Source: Own compilation by Baker Tilly TPA

5.7.2. Developer's perspective

A strategic investor can develop its own wind farm projects or choose to buy a project from a developer in its preferred investment phase, for example, at the so-called ready-to-build phase (a project with a construction permit) or after CoD (a project already built that has started producing electricity). The strategic investor's perspective is usually the life of a farm (20–30 years), or a shorter period if the investor assumes withdrawal after a few years (this may be the case with investment funds, for example). However, it is longer than the perspective of the developer, who usually intends to sell the project by CoD or earlier.

The value of a wind farm project to a strategic investor depends on the future cash flows generated by the project, which depend on many aspects described earlier. The most important factor beyond the control of an investor not operating under the auction system or the PPA regime is the future energy prices at which electricity will be sold. The attractiveness of an investment is also determined by the intrinsic characteristics of a given project, the most

przez wewnętrzne cechy danego projektu, z których przede wszystkim należy wymienić: (1) produktywność mającą wpływ na ilość produkowanej energii, (2) wysokość przyszłych kosztów gotówkowych oraz (3) wartość nakładów inwestycyjnych koniecznych do uruchomienia farmy wiatrowej. Po oszacowaniu przepływów pieniężnych generowanych przez projekt konieczne jest zdyskontowanie ich do wartości bieżącej przy wykorzystaniu stopy dyskontowej, którą jest krańcowy koszt kapitału. Koszt kapitału określany jest indywidualnie przez każdego inwestora. Wartość bieżąca przepływów będzie implikować cenę za dany projekt z punktu widzenia inwestora.

Punkt widzenia dewelopera farmy wiatrowej jest ściśle związany z panującą sytuacją na rynku (ceny energii, rynkowy koszt kapitału itd.). Przy negocjacji ceny sprzedaży 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 ready-to-build (RTB) 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, która rozpocznie działalność w drugiej połowie 2025 r. Większość przyjętych założeń nie uległa zmianie (m.in. produktywność na poziomie 35%). Zmieniła się jedynie wysokość nakładów inwestycyjnych na 1 MW mocy, tj. została obniżona o część dotyczącą przygotowania/zakupu praw do projektu, czyli ok. 15%. W ten sposób wartość bieżąca przepływów pieniężnych określa cenę, którą będzie w stanie zapłacić inwestor strategiczny w zamian za zakup praw danego projektu.

important of which are: (1) productivity affecting the amount of energy produced, (2) the amount of future cash costs, and (3) the value of the capital expenditures required to bring the wind farm into operation. After estimating the cash flows generated by the project, it is necessary to discount them to present value using a discount rate, which is the marginal cost of capital. The cost of capital is determined individually by each investor. The present value of the flows will imply the price for the 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.). When negotiating the selling price of a project between a wind farm project developer and a strategic investor, the developer should consider the factors affecting the attractiveness of the project from the investor's point of view. Higher market/auction power prices will increase the attractiveness of the project and influence the higher transaction price. The developer's compensation will also be affected by the efficiency of a given project, i.e., higher productivity, lower levels of future cash costs and capital expenditures will translate into a higher transaction price. The cost of capital of the bidder (strategic investor) also matters, as it determines the price it is willing to pay. Large entities with a strong financial position are able to raise capital more cheaply, so they may be willing to pay a higher price. However, the developer's benchmark should be the market cost of capital.

We made an estimate of the value of a ready-to-build (RTB) project per MW depending on the market price of electricity and the cost of capital of a strategic investor. Our project was the hypothetical 30 MW wind farm described in the previous subsection on IRR sensitivity analysis, which will begin operations in the second half of 2025. Most of the assumptions made did not change (including productivity at 35%). Only the amount of capital expenditures per MW of capacity has changed, i.e. it has been reduced by the part related to the preparation/purchase of project rights, i.e. about 15%. In this way, the present value of cash flows determines the price that a strategic investor will be able to pay in exchange for the purchase of the rights to a given project.

Tabela 9. Analiza wrażliwości wartości projektu RTB farmy wiatrowej, w mln PLN/MW

	Rynkowa cena BASE energii elektrycznej (PLN/MWh) BASE market price of electricity (PLN/MWh)							
		350	400	450	489	550	600	650
Koszt finansowania inwestora (WACC) Strategic investor's financing cost								
	12%	(1,0)	(0,4)	0,2	0,6	1,4	1,9	2,5
	11%	(0,5)	0,1	0,8	1,3	2,1	2,7	3,4
	10%	(0,0)	0,7	1,4	2,0	2,9	3,6	4,4
	9%	0,6	1,4	2,2	2,9	3,9	4,7	5,5
	8%	1,3	2,2	3,2	3,9	5,0	6,0	6,9

Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

Powyższa tabela przedstawia wyniki przeprowadzonej analizy wrażliwości wartości projektu farmy wiatrowej wyrażonej w milionach PLN na 1 MW mocy. W wariantcie bazowym założyliśmy średnią rynkową cenę z ostatnich 200 miesięcy oraz średni ważony koszt kapitału na poziomie 10,0%. Przyjmując powyższe założenia szacujemy, że cena za 1 MW mocy projektu farmy wiatrowej (przed rozpoczęciem budowy) wynosi ok. 2,0 mln PLN (0,44 mln EUR przy kursie EUR/PLN 4,50). Cena za prawa projektowe wynosi zazwyczaj 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 50 PLN/MWh powinien skutkować zmianą wartości projektu o ok. 600–700 tys. PLN/MW. Zmiana kosztu kapitału o 1 punkt procentowy skutkuje natomiast zmianą wartości projektu o ok. 700–900 tys. PLN/MW. Powyższa analiza jest jedynie uproszczonym oszacowaniem na podstawie modelowej farmy wiatrowej, a w rzeczywistości wartość konkretnego projektu będzie zależała od jego indywidualnych cech oraz uwarunkowań rynkowych.

5.7.3. Cable pooling a rentowność

W związku z wysoką ilością odmów przyłączeń, co raz częściej słyszy się o wykorzystaniu *cable pooling*, czyli współdzieleniu infrastruktury przyłączeniowej dla co najmniej dwóch typów instalacji OZE, najczęściej farm wiatrowych i słonecznych. Pozwala to na odblokowanie możliwości przyłączania kolejnych instalacji do sieci w miejscach, gdzie nie ma już dostępnych mocy przyłączeniowych, ale również na poprawę bilansowania sieci elektroenergetycznych,

Table 9. Sensitivity analysis of the value of a wind farm RTB project, in million PLN/MW

Source: Own compilation by Baker Tilly TPA

The table above shows the results of our sensitivity analysis of the value of the wind farm project expressed in millions of PLN per MW of capacity. In the baseline variant, we assumed the average market price of the last twelve months and a weighted average cost of capital of 10.0%. Using the above assumptions, we estimate that the price for 1 MW of capacity of a wind farm project (before the start of construction) is about PLN 2.0 million (EUR 0.44 million at a EUR/PLN exchange rate of 4.50). The price for project rights usually ranges from EUR 200,000 to as much as EUR 600,000 and depends on the attractiveness of the project. 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 table presented, correct estimation of the cost of capital and determination of electricity prices is of considerable importance for project valuation. An increase or decrease in the price of energy by each 50 PLN/MWh should result in a change of the project value by about 600–700 thousand PLN/MWh. A 1 percentage point change in the cost of capital, on the other hand, results in a change in the value of the project by about 700–900 thousand PLN/MW. The above analysis is only a simplified estimate based on a model wind farm, and in reality, the value of a specific project will depend on its individual characteristics and market conditions.

5.7.3. Cable pooling vs profitability

Due to the high number of connection refusals, one hears more and more about the use of cable pooling, i.e. the sharing of connection infrastructure for at least two types of RES installations, most often wind and solar farms. This unlocks the possibility of connecting more installations to the grid in places where there is no connection capacity already available, but also improves the balancing of electricity grids by smoothing out the production profile,

poprzez wygładzenie profilu produkcji, ponieważ profile produkcji z wiatru i słońca w pewnym stopniu się uzupełniają. W październiku 2023 roku weszły w życie przepisy nowelizacji ustawy o odnawialnych źródłach energii, które wprowadzają możliwość współdzielenia infrastruktury przyłączeniowej, czyli *cable pooling*. Pierwszym takim projektem jest budowa farmy fotowoltaicznej Postomino przez Tauron o łącznej mocy 90 MW. Zostanie ona przyłączona do istniejącej już farmy wiatrowej w Marszewie. Pierwsza energia elektryczna z tej elektrowni popłynie w 2025 roku. Oczekuje się, że *cable pooling* ułatwi budowę co najmniej 5–7 GW źródeł energii słonecznej i wiatrowej, potencjalnie zapewniając do 12 TWh zielonej energii w skali kraju.

Cable pooling zapewnia oszczędności w zakresie kosztów przyłączenia do sieci, ponieważ koszty rozkładają się na dwie instalacje. Dodatkowo, wygładzenie profilu produkcji zapewnia niższe koszty profilu oraz mniejsze ryzyko odłączenia od sieci w przypadku nadpodaży energii w sieci. Producent energii z dwóch źródeł OZE może także uzyskać lepsze ceny w ramach kontraktów PPA, ponieważ takie połączenie jest obecnie poszukiwane przez odbiorców energii elektrycznej ze względu na wcześniej wspomniany wygładzony profil produkcji. Czynniki te zwiększają opłacalność inwestycji w źródła OZE w ramach *cable pooling* w porównaniu do inwestycji w dwie oddzielne instalacje.

Barierą w rozwoju *cable pooling* jest brak możliwości przyłączenia niezależnych systemów magazynowania energii w ramach, co ogranicza efektywne wykorzystanie istniejących zainstalowanych mocy. W związku z tym branża OZE sugeruje potrzebę zmian legislacyjnych w celu umożliwienia przyłączania do sieci systemów magazynowania energii niebędących częścią instalacji OZE w ramach modelu *cable pooling*. Wyzwaniem jest także proces zatwierdzania przez operatorów sieci dystrybucyjnych (OSD) i analiz przepływu mocy. Ponadto istnieją rozbieżności w przepisach dotyczących systemów wsparcia i punktów pomiarowych dla instalacji połączonych za pomocą łączenia kabli, co może utrudniać zaufanie inwestorów i rentowność projektu.

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 3 latach, jednak tylko dla 26 przejęć upubliczniono szczegóły finansowe zawartych umów. Dodatkowo podzieliliśmy je na transakcje dotyczące funkcjonujących farm wiatrowych oraz związane z zakupem

as production profiles from wind and solar are to some extent complementary. In October 2023, provisions of an amendment to the Renewable Energy Sources Act came into force, which introduce the possibility of sharing connection infrastructure, or cable pooling. The first such project is the construction of the Postomino photovoltaic farm by Tauron with a total capacity of 90 MW. It will be connected to the existing wind farm in Marszewo. The first electricity from this power plant will flow in 2025. Cable pooling is expected to facilitate the construction of at least 5–7 GW of solar and wind energy sources, potentially providing up to 12 TWh of green energy nationwide.

Cable pooling provides savings in grid connection costs because the costs are spread over two installations. In addition, smoothing the production profile provides lower profile costs and less risk of grid disconnection in the event of an oversupply of energy on the grid. A generator of energy from two RESs can also obtain better prices under PPAs, as this combination is now sought after by electricity consumers due to the previously mentioned smoothed production profile. These factors increase the profitability of investing in RES under cable pooling compared to investing in two separate facilities.

A barrier to the development of cable pooling is the inability to connect independent energy storage systems framework, which limits the efficient use of existing installed capacity. In this regard, the RES industry suggests the need for legislative changes to enable grid connection of energy storage systems which are not part of RES installations under the cable pooling model. The approval process by distribution network operators (DSOs) and power flow analyses power. In addition, there are discrepancies in the rules regarding support systems and metering points for installations connected by cable interconnection, which can hinder investor confidence and project viability.

5.8. M&A transactions in the *onshore* market in Poland

An alternative way of investing in onshore wind power that is gaining in popularity is buying a project under an M&A transaction. It has a number of advantages, including skipping part or all of the development stage, the opportunity for foreign investors unfamiliar with local realities to enter the market, or the ability to secure flows by entering into PPAs/cPPAs or participating in auctions.

We identified dozens of transactions that took place in the last 3 years, but the financial details of only 26 acquisitions were made. In addition, we divided them into transactions involving operating wind farms and those related to the purchase of a project in the development phase. The table shows M&A transactions from the first mentioned group.

projektu w fazie rozwoju. W tabeli przedstawiono transakcje M&A z pierwszej wymienionej grupy.

Tabela 10. Zestawienie wybranych transakcji M&A w Polsce na rynku lądowych farm wiatrowych – farmy funkcjonujące w dniu transakcji

Farma wiatrowa/projekt Wind farm/project	Nabywca Buyer	Data transakcji Transaction date	Investycja, 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 ⁹⁶ Remaining lifetime	Cena (mln PLN/ MW/rok) Price (million PLN/ MW/year)
Krzecin and Kuslin onshore wind farms	PKN Orlen S.A.	12.12.2023	740,4	59,0	12,5	2022	24	0,52
Wind Farm Zalesie	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	20.09.2023	324,8	24,9	13,1	2023	25	0,52
Green Investment Group (3 farmy wiatrowe)	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)	Pacifico Renewables Yield AG	11.10.2021	468,0	51,8	9,0	2021	25	0,36
FW Bogoria (20 MW) i portfolio projektów w budowie (129 MW)	Mirova SA	04.08.2021	1.363,5	149,0	9,2	2021	25	0,37
FW Korytnica (82,5 MW)	Iberdrola S.A.	29.03.2021	481,0	82,5	5,8	2015	19	0,31
FW Zopowy (30 MW)	Iberdrola S.A.	29.03.2021	174,9	30,0	5,8	2013	17	0,34
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	2015	17	0,25
FW Kanin	PKN Orlen S.A.	15.02.2021	100,0	20,0	5,0	2012	16	0,31
Portfolio trzech FW (Kujawsko-Pomorskie)	Pacifico Renewables Yield Group	12.11.2020	463,5	51,8	8,9	2020	25	0,36
FW Skoczylody	PGE Energia Odnawialna S.A.	31.07.2020	225,0	36,0	6,3	2015	20	0,31
			Mediana / Median		8,9			0,36
			Średnia / Average		8,1			0,38

Źródło: Baker Tilly TPA

Table 10. Summary of selected M&A transactions in Poland in the onshore wind farm market – farms in operation on the transaction date

Source: Baker Tilly TPA

W analizowanym okresie mediana zapłaconej kwoty za 1 MW funkcjonującej mocy zainstalowanej wynosi 8,9 mln PLN, a średnia 8,1 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

⁹⁶ Przy zakładanym 25-letnim cyklu życia farmy.

For the period under review, the median amount paid for 1 MW of operating installed capacity is PLN 8.9 million, and the average is PLN 8.1 million. The valuation of completed wind projects is based on the expected cash flows over the period of the farm's operation, in particular the proceeds from the sale of electricity and possibly green certificates. Also important is the level of securing the revenue stream through winning an auction or long-term PPAs.

The remaining years of the farm's life are also an important aspect – they affect the period of generating flows in the future. For this reason, we calculated the price paid for one

⁹⁶ With an assumed 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 0,36 mln PLN/MW/rok. W ostatnich latach widać istotny wzrost tego w okolice ok. 0,5 mln PLN/MW/rok.

W dalszej kolejności rozważyliśmy transakcje M&A dotyczące projektów w fazie developmentu, na różnym etapie rozwoju. Ich zestawienie znajduje się w kolejnej tabeli.

year of use per megawatt of installed capacity. In this case, the median is 0.36 million PLN/MW/year. In recent years, we can see a noticeable increase in this in the vicinity of about 0.5 million PLN/MW/year.

We further considered M&A transactions involving projects in the development phase, at various stages of development. A summary of these is provided in the next table.

Tabela 11. Zestawienie wybranych transakcji M&A w Polsce na rynku lądowych farm wiatrowych – farmy w fazie developmentu

Table 11. Summary of selected M&A transactions in Poland in the 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
Bejsce wind farm	Enea Nowa Energia	8.09.2023	258,4	258,4	20,0	13,1	II poł. 2025
Eviva Drzezewo	PAK-Polska Czysta Energia	14.04.2023	891,0	891,0	88,0	10,1	IV kw. 2025
Elektrownie Wiatrowe Dobra sp. z o.o.	PAK-Polska Czysta Energia	2.12.2022	76,5	80,0	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	1 080,0	1 080,0	137,0	7,9	II poł. 2024
Eviva Lębork	PAK-Polska Czysta Energia	29.08.2022	567,0	600,0	50,6	11,9	III kw. 2024
Great Wind Sp. z o.o.	PAK-Polska Czysta Energia	17.06.2022	225,0	725,0	99,0	7,3	III kw. 2024
SPV company for Mierzyn 60 MW wind farm project	TAURON Polska Energia S.A.	7.06.2022	491,0	500,0	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	21,8	74,4	7,0	10,6	b.d. /n.a.
Projekt <i>onshore</i> (50 MW) <i>Onshore project</i>	AB Ignitis grupe	22.12.2021	315,0	407,0	50,0	8,1	2023
Farmy wiatrowe PNE AG (58,8 MW) <i>PNE AG wind farms</i>	Octopus Renewables Infrastructure Trust plc	5.10.2021	b/d	568,0	58,8	9,7	2022
Projekt farmy Korytnica 2 (50,4 MW) <i>Korytnica 2 WF design</i>	Iberdrola S.A.	29.03.2021	18,8	293,8	50,4	5,8	2024
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	164,3	209,4	24,5	8,5	2022
Laszki Wind Sp. z o.o.	ERG Power Generation S.P.A.	05.03.2020	216,0	282,3	36,0	7,8	2022
				Mediana / Median		8,5	
				Średnia / Average		9,1	

* 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).

When considering data on deals 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 bring the farm into operation. In some cases, these values were explicitly stated when the deal was made public, while in others we relied on market data and our own assumptions.

The median total investment value, i.e., the price paid plus CAPEX, per MW of installed capacity was PLN 8.5 million. This is a similar value, but slightly higher than the CAPEX we estimated for wind farms in greenfield investments. This is due, among other things, to the time value of money, the premium for the work involved in the form of finding land, project organization at the pre-development phase and in terms of permits obtained, as well as the fact that part of the transaction includes intangible assets not disclosed in the balance sheet, such as know-how, commercial contracts, business contacts held or knowledge of the local market (including local authorities).

6

Wybrane kwestie podatkowe

6.1. Podatek od nieruchomości od lądowych elektrowni wiatrowych

Poza podatkiem dochodowym istotnym obciążeniem podatkowym producenta energii z farmy wiatrowej jest podatek od nieruchomości (z zastrzeżeniem morskich farm wiatrowych, które podatkowi temu nie podlegają, a podlegają dodatkowej opłacie koncesyjnej).

Przedmiot opodatkowania

Opodatkowaniu podatkiem od nieruchomości podlegają w szczególności grunty, budynki lub ich części oraz budowle lub ich części związane z prowadzeniem działalności gospodarczej. Budowle lub ich części jako przedmiot opodatkowania podatkiem od nieruchomości generują dla farm wiatrowych największe obciążenie podatkowe i między innymi dlatego są przedmiotem licznych sporów z organami podatkowymi, których skutkiem jest zmiana definicji budowli dla celów tego podatku zaplanowana od 1 stycznia 2025 r.

Do budowli – definiowanych w ustawie o podatkach i opłatach lokalnych jako obiekty budowlane w rozumieniu przepisów prawa budowlanego niebędące budynkiem lub obiektem małej architektury, a także urządzenie budowlane w rozumieniu przepisów prawa budowlanego związane z obiektem budowlanym, które zapewnia możliwość użytkowania obiektu zgodnie z jego przeznaczeniem (z zastrzeżeniem opodatkowania całej wartości elektrowni wiatrowej w 2017 r. w myśl obowiązujących wówczas przejściowo przepisów) – zalicza się m.in. drogi i place, fundamenty, wieże, transformatory czy kable energetyczne, mające znaczny udział w łącznej wartości inwestycji. W przypadku elektrowni wiatrowych na lądzie praktyka rynkowa co do zasady przyjmuje, że opodat-

Selected tax issues

6.1. Property tax on onshore wind farms

In addition to income tax, an important tax burden for a wind farm energy generator is property tax (with the exception of offshore wind farms, which are not subject to this tax, but are subject to an additional concession fee).

Subject of taxation

Property tax is levied, in particular, on land, buildings or parts thereof and structures or parts thereof related to the conduct of business activities. Structures or their parts, as objects of property taxation, generate the highest tax burden for wind farms and, among other reasons, are the subject of numerous disputes with tax authorities, resulting in a change in the definition of structures for the purposes of this tax scheduled for January 1, 2025.

Structures – defined in the Law on Local Taxes and Fees as construction objects within the meaning of the Construction Law that are not a building or a small architecture object, as well as a construction device within the meaning of the Construction Law related to a construction object, which ensures that the object can be used in accordance with its intended purpose (subject to taxation of the entire value of the wind power plant in 2017 under the temporary regulations then in force) – include roads and yards, foundations, towers, transformers or power cables, among other artifacts, having a significant share in the total value of the investment. In the case of onshore wind power plants, as a rule, market practice assumes that only the structural parts of wind

kowaniu podatkiem od nieruchomości podlegają wyłącznie części budowlane elektrowni wiatrowych, czyli fundament z pierścieniem oraz wieża. W większości przypadków wartość budowlana (fundament z pierścieniem i wieżą) wynosi nie więcej niż 30% wartości elektrowni wiatrowej (jakkolwiek w przypadku na przykład 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). Pozostałe elementy turbosetów podlegają natomiast wyłączeniu z opodatkowania tym podatkiem. Zagadnienie to pozostaje przy tym przedmiotem licznych sporów z organami podatkowymi. Na kanwie jednego z takich sporów zapadł wyrok Trybunału Konstytucyjnego z 4 lipca 2023 r. (sygn. akt SK 14/21), który orzekł o niekonstytucyjności definicji budowli zawartej w ustawie o podatkach i opłatach lokalnych, jednocześnie stwierdzając utratę mocy tego przepisu po upływie 18 miesięcy od dnia wyroku. Oznacza to, że najpóźniej 1 stycznia 2025 r. zostanie wprowadzona nowa definicja budowli. W chwili oddania niniejszego raportu do publikacji prace legislacyjne są w toku i brak jest informacji, czy w odniesieniu do opodatkowania infrastruktury elektrowni wiatrowych zostanie utrzymane status quo, czy dojdzie do zmian w tym zakresie. Aktualnie zarysować można następujące koncepcje w zakresie nowej definicji przedmiotu opodatkowania podatkiem od nieruchomości:

- 1) Pierwsza zakłada Klasyfikację Środków Trwałych (KŚT) jako źródło katalogu obiektów podlegających opodatkowaniu. Zgodnie z tą koncepcją sposób, w jaki podatnik sklasyfikował swój majątek do celów amortyzacji na cele podatku dochodowego, determinuje sposób, w jaki podatnik rozpoznaje dany składnik majątkowy na potrzeby podatku od nieruchomości. Obecnie dominuje podejście, zgodnie z którym grupa 2 KŚT powinna zostać sklasyfikowana jako przedmioty opodatkowania podatkiem od nieruchomości. Istnieją też modyfikacje tej koncepcji polegające na tym, że niektóre grupowania mogą być wyłączone z katalogu obiektów podlegających opodatkowaniu podatkiem od nieruchomości.
- 2) Druga koncepcja jest w istocie modyfikacją pierwszej i polega na stworzeniu nowej definicji zarówno budynku, jak i budowli. Przy czym dokumentem rozstrzygającym o kwalifikacji danego obiektu byłby załącznik do ustawy o podatkach i opłatach lokalnych zawierający listę budowli podlegających opodatkowaniu. Załącznik ten byłby skonstruowany w oparciu o KŚT.
- 3) Trzecia koncepcja zakłada skorzystanie z definicji budowli zawartej w ustawie Prawo budowlane.

W praktyce występują widoczne różnice w efektywnym obciążeniu farm wiatrowych na lądzie 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, które z kolei mogą wpływać na wartość podstawy opodatkowania podatkiem od nieruchomości.

power plants, i.e. the foundation with the ring and the tower, are subject to property tax. In most cases, the construction value (foundation with ring and tower) amounts to no more than 30% of the value of the wind power plant (although in the case of, for example, non-standard construction of foundations resulting from special geological conditions or specialized structural and utility solutions for towers, the share of the value of the construction parts in the total may reach much higher values). In contrast, the remaining elements of the turboset are subject to exclusion from this tax. At the same time, this issue remains the subject of numerous disputes with tax authorities. One such dispute resulted in a judgment of the Constitutional Tribunal of 4 July 2023 (ref. SK 14/21), which ruled that the definition of a structure contained in the act on Local Taxes and Fees was unconstitutional, at the same time stating that the provision would cease to be valid 18 months after the date of the judgment. This means that a new definition of structure will be introduced no later than on 1 January 2025. At the time of rendering this report for publication, legislative work is underway and there is no information as to whether the status quo will be maintained or changes will occur with regard to the taxation of wind power infrastructure. Currently, the following concepts can be outlined with regard to the new definition of the subject of property taxation:

- 1) The first assumes the Classification of Fixed Asset (CFA) as the source of the catalogue of taxable objects. According to this concept, the way a taxpayer classifies its assets for depreciation purposes for income tax purposes determines how the taxpayer recognizes an asset for property tax purposes. Currently, the predominant approach is to classify Group 2 of the NIT as property tax items. There are also modifications to this concept in that certain groupings may be excluded from the catalogue of property taxable objects.
- 2) The second concept is essentially a modification of the first, and involves creating a new definition of both a building and a structure. With this, the decisive document for the qualification of a given building would be an annex to the Local Taxes and Fees act containing a list of taxable structures. This annex would be structured based on the CFA.
- 3) The third concept is to use the definition of a structure in the Construction Law.

In practice, there are noticeable differences in the effective property tax burden on onshore wind farms. These are mainly due to technological differences in tower construction and installation, and sometimes also to different methods of segregating investment costs at the commissioning stage of the project, which in turn can affect the value of the property tax base.

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 ustawy o podatkach i opłatach lokalnych regulującej zobowiązania z tytułu podatku od nieruchomości, dotyczy to również elektrowni wiatrowej, która znajduje się na cudzym gruncie użytkowanym przez inwestora na mocy zawartej umowy cywilnoprawnej (co stanowi ogromną większość przypadków). W praktyce jednak w takim przypadku najczęściej to inwestorzy działają w charakterze podatnika podatku od nieruchomości, wskazując, iż instalacje elektrowni wiatrowej wchodzi w skład ich przedsiębiorstwa i nie należą do części składowych nieruchomości gruntowych, w szczególności połączenie instalacji z gruntem ma charakter połączenia dla tzw. przemijającego użytku, a przez to nietrwały. Tym samym takie instalacje nie stanowią części składowych nieruchomości, które nie mogą być odrębnym przedmiotem własności i innych praw rzeczowych. Podejście takie budzi wątpliwości i bywa przedmiotem sporów. W rezultacie może dojść do uznania, że właściciel gruntu nie jest formalnie uwolniony od zobowiązań z tytułu podatku od nieruchomości powstałych w związku z posadowieniem na nieruchomości instalacji wiatrowej.

Zaleca się jednak indywidualną analizę tego zagadnienia, ponieważ spełnienie obowiązku podatkowego przez podmiot niezobowiązany nie prowadzi do jego wygaśnięcia po stronie podmiotu mającego status podatnika, co może prowadzić do negatywnych konsekwencji dla podatnika (w tym ustalenia zaległości podatkowej po jego stronie, pomimo faktycznych płatności dokonywanych na rachunek organu podatkowego przez inwestora).

Wysokość zobowiązania z tytułu podatku od nieruchomości

Wysokość zobowiązania podatkowego w podatku od nieruchomości uzależniona jest od przedmiotu opodatkowania, co wyznacza zarówno zasady ustalania podstawy opodatkowania, jak i właściwą stawkę podatku od nieruchomości.

Podstawę opodatkowania stanowi dla gruntów – powierzchnia całkowita, a dla budynków lub ich części – powierzchnia użytkowa. Natomiast dla budowli lub ich części – co do zasady, wartość początkowa ustalona dla celów podatku dochodowego na dzień 1 stycznia roku podatkowego, stanowiąca podstawę obliczania amortyzacji w tym roku, niepomniejszona o odpisy amortyzacyjne, a w przypadku budowli całkowicie zamortyzowanych – ich wartość z dnia 1 stycznia roku, w którym dokonano ostatniego odpisu amortyzacyjnego. Jeżeli obowiązek podatkowy w zakresie podatku od nieruchomości od budowli powstał w trakcie roku podatkowego, podstawą opodatkowania jest wartość stanowiąca podstawę obliczania amortyzacji na dzień powstania obowiązku podatkowego. Jeżeli budowla

Taxpayer

From the perspective of determining the tax subject (taxpayer), it is important to determine the legal and ownership status of the wind farm. In principle, the property taxpayer is the owner of the property. According to the literal wording of the Act on Local Taxes and Fees governing property tax liabilities, this also applies to a wind power plant that is located on someone else's land used by the investor under a civil law agreement (which is the vast majority of cases). In practice, however, in such a case, it is most often the investors who act as property taxpayers, pointing out that the facilities of the wind power plant are part of their enterprise and do not belong to the constituent parts of the land property, in particular, the connection between a facility and the land is of the so-called "transient use" connection, and thus impermanent. Thus, such facilities are not components of real estate, which cannot be a separate object of ownership. Such an approach raises doubts and is sometimes the subject of disputes. As a result, it may be concluded that a landowner is not formally relieved of property tax liabilities arising from the foundation of a wind facility on the property.

However, a case-by-case analysis of this issue is recommended, since the fulfilment of a tax obligation by an unobligated entity does not lead to its extinguishment on the part of an entity with the status of a taxpayer, which may lead to negative consequences for the taxpayer (including the establishment of a tax arrears on his part, despite actual payments made to the account of the tax authority by the investor).

Amount of property tax liability

The amount of tax liability in real estate tax depends on the subject of taxation, which determines both the rules for determining the tax base and the appropriate rate of real estate tax.

The tax base is for land – the total area, and for buildings or parts thereof – the usable area. However, for structures or parts thereof – as a rule, the initial value is determined for income tax purposes as of 1 January of the tax year, and constitutes the basis for calculating depreciation in that year, not reduced by depreciation allowances, and in the case of fully depreciated structures – their value as of 1 January of the year in which the last depreciation allowance was made. If the property tax liability on a structure arises during the tax year, the tax base is the value that is the basis for calculating depreciation as of the date the tax liability arises. If the structure is the subject of a lease agreement and depreciation deductions are made by the lessee, in the event of its acquisition by the owner, the initial value before

jest przedmiotem umowy leasingu i odpisów amortyzacyjnych dokonuje korzystający, w przypadku jej przejęcia przez właściciela, do celów określenia podstawy opodatkowania przyjmuje się wartość początkową przed zawarciem pierwszej umowy leasingu, zaktualizowaną i powiększoną o dokonane ulepszenia oraz niepomniejszoną o spłatę wartości początkowej. W przypadku gdy od budowli lub ich części nie dokonuje się odpisów amortyzacyjnych – podstawę opodatkowania stanowi ich wartość rynkowa, określona przez podatnika na dzień powstania obowiązku podatkowego. Jeżeli natomiast budowle lub ich części, od których nie dokonuje się odpisów amortyzacyjnych, zostały ulepszone lub zgodnie z przepisami o podatkach dochodowych nastąpiła aktualizacja wyceny środków trwałych – podstawę opodatkowania stanowi ich wartość rynkowa ustalona na dzień 1 stycznia roku podatkowego następującego po roku, w którym dokonano ulepszenia lub aktualizacji wyceny środków trwałych.

Stawka podatku od nieruchomości wyrażona jest kwotowo w przeliczeniu na metr kwadratowy w stosunku do gruntów (i w 2024 r. może wynieść maksymalnie 1,34 PLN za m²) i budynków (w 2024 r. maksymalnie 33,10 PLN za m²), natomiast w przypadku budowli podatek ma charakter katastralny i wynosi do 2% podstawy opodatkowania (ustalonej zgodnie z zasadami wskazanymi powyżej). Powyższe stanowią stawki maksymalne wynikające z ustawy o podatkach i opłatach lokalnych właściwej w przedmiocie podatku od nieruchomości, natomiast jednostki samorządu terytorialnego mogą ustalać stawki indywidualnie na swoim obszarze, przy czym nie mogą być one wyższe od powyższych stawek ustawowych.

6.2. Podatek dochodowy. Amortyzacja elektrowni wiatrowych

Stawki amortyzacyjne

Wydatki poniesione na nabycie lub budowę farmy wiatrowej generalnie odnoszone są do wartości początkowej wchodzących w skład farmy środków trwałych oraz wartości niematerialnych i prawnych i podlegają zaliczeniu do kosztów podatkowych poprzez odpisy amortyzacyjne.

Zgodnie z ugruntowaną praktyką interpretacyjną dla celów amortyzacji podatkowej turbiny wiatrowej nie należy traktować jako całości, ale dokonać jej podziału na część budowlaną i niebudowlaną (podobnie jak dla celów opodatkowania podatkiem od nieruchomości) i do tak wyodrębnionych części zastosować odpowiednie stawki amortyzacyjne. 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 degresywnej z zastosowaniem współczynnika 2,0 (stawka 14%). Kolejnym środkiem

the conclusion of the first lease agreement, updated and increased by the improvements made and not reduced by the repayment of the initial value, shall be used to determine the tax base. If no depreciation is made on the structures or parts thereof – the tax base is their market value, as determined by the taxpayer as of the date when the tax obligation arises. If, on the other hand, structures or parts thereof on which depreciation allowances are not made have been improved or, in accordance with income tax regulations, there has been a revaluation of fixed assets – the tax base is their market value determined as of 1 January of the tax year following the year in which the improvement or revaluation of fixed assets was made.

The real estate tax rate is expressed per square meter for land (and in 2024, may amount to a maximum of PLN 1.34 per square meter) and buildings (in 2024, a maximum of PLN 33.10 per square meter), while for structures, the tax is cadastral in nature and amounts to up to 2% of the tax base (determined in accordance with the principles indicated above). The above are the maximum rates resulting from the Act on Local Taxes and Fees applicable to the subject of real estate tax, while local government units may set rates individually in their area, but they may not be higher than the above statutory rates.

6.2. Income tax. Depreciation of wind power plants

Depreciation rates

Expenses incurred for the acquisition or construction of a wind farm are generally included in the initial value of the tangible and intangible assets included in the farm and are subject to tax expense through depreciation.

According to well-established interpretative practice, for tax depreciation purposes, a wind turbine should not be treated as a whole, but should be divided into construction and non-construction parts (similar to the way it is for property tax purposes) and the appropriate depreciation rates should be applied to the parts so separated. Thus, towers, platforms and foundations of wind power plants are classified in group 201 of the Classification of Fixed Assets (CFA) as "structures on wind power plant sites" and depreciated at the rate of 4.5%. Technical parts are classified in group 346 of the CFA ("wind power generating sets"), and their depreciation should be carried out according to the straight-line method at the rate of 7% or the declining balance method with the application of the coefficient of 2.0 (the rate of 14%). Other fixed assets,

trwałym, istotnym z perspektywy amortyzacji elektrowni wiatrowych, są kable energetyczne SN, WN oraz przyłącze do sieci. Zgodnie z wykształconą praktyką przedmiotowe środki trwałe zalicza się do grupy 2 KŚT (KŚT 211), a dla ich amortyzacji zastosowanie znajduje stawka liniowa 10%. Warto jednak wskazać, iż dla celów podatkowych stawka 10% jest przeznaczona dla środków z grupy KŚT 211, ale wyłącznie tych kwalifikowanych jako „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 przy tym 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 dla celów podatkowych.

Ustalenie wartości początkowej

Wartość początkową środków trwałych dla celów amortyzacji podatkowej ustala się zgodnie z przepisami szczególnymi, przykładowo w przypadku odpłatnego nabycia na podstawie ceny nabycia a w przypadku wytworzenia – kosztu wytworzenia środka trwałego.

Za cenę nabycia uważa się kwotę należną zbywcy, powiększoną o koszty związane z zakupem naliczone do dnia przekazania środka trwałego lub wartości niematerialnej i prawnej do używania, a w szczególności o koszty transportu, załadunku i wyładunku, ubezpieczenia w drodze, montażu, instalacji i uruchomienia programów oraz systemów komputerowych, opłat notarialnych, skarbowych i innych, odsetek, prowizji, oraz pomniejszoną o podatek od towarów i usług, z wyjątkiem przypadków, gdy zgodnie z odrębnymi przepisami podatek od towarów i usług nie stanowi podatku naliczonego albo podatnikowi nie przysługuje obniżenie kwoty należnego podatku o podatek naliczony albo zwrot różnicy podatku w rozumieniu ustawy o podatku od towarów i usług. W przypadku importu cena nabycia obejmuje cło i podatek

important from the perspective of depreciation of wind power plants, are MV and HV power cables and grid connections. In accordance with established practice, the fixed assets in question are included in Group 2 of the CFA (CFA 211), and for their depreciation, the linear rate of 10% applies. It is worth pointing out, however, that for tax purposes, the 10% rate is intended for assets in group CFA 211, but only those qualified as "Intra-company technological network cables." In other cases, the 4.5% rate applies. The final qualification of an investment as a connection to the distribution or transmission network of the DSO/TSO depends on a number of variables, including detailed design arrangements, the point of connection, i.e. the property boundary between the investor's and the operator's infrastructure, the project settlement method agreed with the operator, etc.

In terms of depreciation of access and technical roads (CFA 220), a straight-line depreciation rate of 4.5% is adopted.

In addition to the above-mentioned investment elements, in practice, there are many other components (switchgear, lighting, fencing, other equipment, cable ducting, etc.) that require individual classification and determination of an appropriate depreciation rate for tax purposes.

It should be noted here that the tax authority is not authorized to classify fixed assets into the appropriate group. This classification should be made by the taxpayer itself, who, in case of doubt, may be assisted by a competent statistical authority (GUS). Obtaining confirmation in terms of CFA grouping from the statistical authority is considered conclusive for determining the appropriate depreciation rate for tax purposes.

Determination of initial value

The initial value of fixed assets for tax depreciation purposes is determined in accordance with special regulations, for example, in the case of acquisition against payment on the basis of the purchase price and in the case of manufacture on the basis of the cost of the fixed asset.

The purchase price is the amount due to the seller, increased by the costs related to the purchase, accrued up to the date of transfer of the fixed asset or intangible asset for use, and, in particular, by the costs of transportation, loading and unloading, insurance on the way, assembly, installation and start-up of programs and computer systems, notary fees, stamp and other fees, interest, commissions. It is reduced by the value added tax, except in cases where, in accordance with separate regulations, the value added tax is not an input tax or the taxpayer is not entitled to reduce the amount of tax due by the input tax or to refund the tax difference within the meaning of the Value Added Tax Act. In the case of imports, the purchase price includes customs duty and excise tax on the importation of assets. In turn, the cost of production

akcyzowy od importu składników majątku. Z kolei za koszt wytworzenia uważa się wartość, w cenie nabycia, zużytych do wytworzenia środków trwałych: rzeczowych składników majątku i wykorzystanych usług obcych, kosztów wynagrodzeń za prace wraz z pochodnymi, i inne koszty dające się zaliczyć do wartości wytworzonych środków trwałych. Do kosztu wytworzenia nie zalicza się: kosztów ogólnych zarządu, kosztów sprzedaży oraz pozostałych kosztów operacyjnych i kosztów operacji finansowych, w szczególności odsetek od pożyczek (kredytów) i prowizji, z wyłączeniem odsetek i prowizji naliczonych do dnia przekazania środka trwałego do używania. Cenę nabycia oraz koszt wytworzenia koryguje się o różnice kursowe, naliczone do dnia przekazania do używania środka trwałego lub wartości niematerialnej i prawnej. Wartość początkową inwestycji w obcych środkach trwałych oraz budynków i budowli wybudowanych na obcym gruncie ustala się stosując odpowiednio powyższe regulacje.

O ile zatem przepisy o podatkach dochodowych zawierają definicje ceny nabycia czy kosztu wytworzenia, o tyle wskazane w nich kategorie 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.

Praktyka wskazuje, że najistotniejsze kategorie kosztów ponoszonych na środki trwałe w ramach farmy wiatrowej budzące wątpliwości odnośnie do ich kwalifikacji jako elementów składowych wartości początkowej podatkowych środków trwałych obejmują opłaty przyłączeniowe, czynsze dzierżawne, opłaty związane ze zmianą przeznaczenia gruntu i jego wyłączeniem z produkcji rolnej, koszty ustanowienia służebności przesyłu, wynagrodzenia za usługi o charakterze doradczym, a także różnice kursowe i koszty finansowania inwestycji.

Różnice pomiędzy amortyzacją bilansową i podatkową

W polskiej praktyce amortyzacja podatkowa i rachunkowa często stanowią oddzielne systemy rozliczeniowe, co dotyczy także sektora energetyki wiatrowej.

Różnice w systematyce prawa podatkowego i bilansowego w Polsce często prowadzą do konieczności przyjęcia innych wartości początkowych dla amortyzacji podatkowej i księgowej. Wynika to w największym stopniu z różnic w rozpoznawaniu kosztów finansowych (odsetek i różnic kursowych) w obu tych systemach. Ponadto występują różnice w stawkach amortyzacji podatkowej i bilansowej. Stawki amortyzacji podatkowej są ograniczone ustawowo. Z kolei normy prawa bilansowego, choć nierzadko dopuszczają stosowanie stawek podatkowych także dla celów rachunkowych, to również często nie dają takiej możliwości, zwłaszcza gdy ich przyjęcie spowodowałoby nadmierne wydłużenie amortyzacji ponad okres przewidywanego użytkowania składnika majątku. W efekcie podatnicy nierzadko prowadzą odrębne tabele amortyzacyjne dla celów bilansowych i podatkowych.

is considered to be the value, at the purchase price, of the following consumed in the production of fixed assets: property, plant and equipment and third-party services used, the cost of wages for work (including derivatives), and other costs that can be included in the value of the produced fixed assets. The manufacturing cost does not include: general administrative expenses, selling expenses and other operating expenses and costs of financial operations, in particular, interest on loans (credit) and commissions, excluding interest and commissions accrued until the date of transfer of the fixed asset for use. The purchase price and production cost are adjusted for exchange rate differences accrued up to the date of transfer of the fixed asset or intangible asset for use. The initial value of investments in third-party fixed assets and buildings and structures built on third-party land is determined by applying the above regulations accordingly.

Thus, while income tax regulations contain definitions of purchase price or manufacturing cost, the categories indicated therein are not a closed catalogue. As a general rule, costs related to the acquisition or production incurred before the date on which a fixed asset is accepted for use increase its initial value.

Practice indicates that the most significant categories of costs incurred for wind farm fixed assets that raise doubts about their qualification as components of the initial value of tax fixed assets include connection fees, lease rents, fees related to the change of land use and its exclusion from agricultural production, costs of establishing transmission easements, fees for services of a consulting nature, as well as exchange rate differences and investment financing costs.

Differences between balance sheet and tax depreciation

In Polish practice, tax depreciation and accounting depreciation are often separate accounting systems, which also applies to the wind power sector.

Differences in the systematics of tax and balance sheet law in Poland often lead to the need to adopt different initial values for tax and accounting depreciation. This is mostly due to differences in the recognition of financial expenses (interest and exchange rate differences) in the two systems. In addition, there are differences in tax and balance sheet depreciation rates. Tax depreciation rates are limited by law. On the other hand, the norms of balance sheet law, while not infrequently allowing the use of tax rates for accounting purposes as well, just as often do not provide such an option, especially when their adoption would cause depreciation to extend excessively beyond the expected useful life of the asset. As a result, it is not uncommon for taxpayers to maintain separate depreciation tables for balance sheet and tax purposes.

6.3. Odwrotne obciążenie VAT przy dostawie energii

Od 2023 roku w odniesieniu do niektórych transakcji zmieniły się zasady rozliczenia podatku VAT z tytułu dostawy energii, tj. podmiotem zobowiązanym do rozliczenia stał się nabywca w miejsce 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 zawarte w nich 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 może powinien mieć pozytywny wpływ na płynność finansową, pozwalając uniknąć konieczności wpłat i odzyskiwania nadpłaconego w ten sposób podatku VAT.

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 w Polsce. 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 przypadku to dostawca turbiny powinien opodatkować transakcję podatkiem VAT i udokumentować ją polską fakturą VAT, a nabywca powinien być uprawniony do odliczenia podatku VAT wykazanego na fakturze. W przeciwniej sytuacji obowiązek rozliczenia VAT spoczywa na nabywcy na zasadzie tzw. odwróconego obciążenia (reverse charge).

6.5. Zarządzanie ryzykiem podatkowym

Projekty wiatrowe są zazwyczaj realizowane w spółkach celowych (ang. special purpose vehicle – SPV), których udziały stają się następnie przedmiotem obrotu, np. w procesie pozyskiwania inwestora. Taka sytuacja implikuje wiele zagadnień i ryzyk podatkowych.

Jednym z nich jest kwestia finansowania poszczególnych etapów inwestycji. W przypadku finansowania przez udziałowców lub inne podmioty powiązane kluczowe są regulacje dotyczące cen transferowych. Koszty finansowania dłużnego mogą podlegać ograniczeniom w zakresie

6.3. Reverse VAT charge on the supply of energy

As of 2023, with respect to certain transactions, the rules for accounting for VAT on the supply of energy have changed, i.e. the entity obliged to account has become the buyer, instead of 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) supplies the energy in an exchange transaction to another taxpayer whose main activity with regard to the purchase of energy is its resale (and its own consumption is insignificant).

According to the wording of these regulations (which are to remain in force until 28 February 2025), when the conditions contained therein are met, the seller will issue an invoice in the net amount, and the purchaser will simultaneously settle the output and input VAT in one 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 for payments and recovery of VAT overpaid in this way.

6.4. VAT on delivery with installation from a foreign entrepreneur

An entrepreneur who purchases wind turbines together with their installation from a foreign contractor (not registered for VAT in Poland) may have an obligation to have such a transaction to be taxed in Poland. The place of taxation for the supply of goods that are installed or assembled by the supplier or by an entity acting on its behalf is the place of assembly. In practice, it should always be verified whether the foreign supplier has registered as a VAT payer in Poland or was obliged to do so in connection with the establishment of a so-called "permanent place of business" in Poland. If this is the case, it is the turbine vendor who should tax the transaction with VAT and document it with a Polish VAT invoice, and the buyer should be entitled to deduct the VAT shown on the invoice. In the opposite situation, the obligation to account for VAT rests with the buyer on the basis of the so-called "reverse charge".

6.5. Tax risk management

Wind projects are usually implemented under special purpose vehicles (SPVs), the shares of which then become traded, e.g. in the process of attracting an investor. Such a situation implies many tax issues and risks.

One is the issue of financing the various project stages. In the case of financing by shareholders or other related parties, transfer pricing regulations are key. Costs of debt financing may be subject to restrictions on inclusion in deductible

zaliczania do kosztów uzyskania przychodów. W przypadku zagranicznych inwestorów – dostawców finansowania istotna jest również problematyka podatku u źródła.

Ponadto SPV najczęściej korzysta z usług zewnętrznych, w tym niematerialnych (doradczych). Niejednokrotnie są one świadczone przez podmioty z nią powiązane, co wiąże się ze szczególnymi obowiązkami wynikającymi z przepisów o cenach transferowych, w tym w zakresie dokumentacji ich wykonania.

Z uwagi na odpowiedzialność SPV i jej zarządu, a w pewnym stopniu także wspólników, za zaległości podatkowe SPV, przed nabyciem udziałów w SPV inwestor powinien przeprowadzić analizę ewentualnych zagrożeń podatkowych i ich wpływu na wartość projektu (ang. tax due diligence).

Dodatkowo, w przypadku zbycia m. in. udziałów w SPV będącej właścicielem elektrowni wiatrowej, w tym przez pośredniego właściciela, gdy zastosowanie może znaleźć tzw. klauzula nieruchomościowa skutkująca opodatkowaniem w Polsce przychodu (dochodu) ze zbycia m. in. udziałów w SPV. Kluczowe w takim przypadku będzie ustalenie, czy majątek takiej SPV składa się w głównej mierze z nieruchomości, a także weryfikacja właściwych umów o unikaniu podwójnego opodatkowania ewentualnie znajdujących zastosowanie w sprawie. SPV może być zobowiązana pełnić rolę płatnika podatku dochodowego od zysków kapitałowych osiągniętych z tej transakcji przez zbywcę.

6.6. Opodatkowanie VAT kontraktów cPPA

Kontrakty cPPA, w których dochodzi do rzeczywistej dostawy energii, rozliczane są jako standardowa dostawa energii elektrycznej. W przypadku wirtualnych umów sprzedaży energii elektrycznej (vPPA) dominująca obecnie praktyka organów podatkowych stanowi, że jest to świadczenie usług związanych z instrumentami finansowymi, a nie dostawą energii, w związku z czym możliwe jest skorzystanie ze zwolnienia przedmiotowego z VAT.

W sytuacji, kiedy to wytwórca energii, w związku z zawartym kontraktem, otrzymuje środki tytułem rozliczenia kontraktu – jest podmiotem świadczącym usługę. Mniej oczywista jest sytuacja odwrotna, 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 VAT dla usługi zabezpieczającej cenę energii staje się kontrahent, a beneficjentem jej wytwórca.

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

expenses. In the case of foreign investors being providers of financing, the issue of withholding tax is also important.

In addition, the SPV most often uses external services, including intangible (consulting) services. Many times these are provided by its affiliates, which entails special obligations under transfer pricing regulations, including documentation of their performance.

Due to the liability of the SPV and its management, and, to some extent, its shareholders, for the SPV's tax arrears, an investor should conduct tax due diligence on potential tax risks and their impact on the value of the project before acquiring shares in the SPV.

Moreover, in the case of the disposal of, inter alia, shares in an SPV owning a wind power plant, including that by an indirect owner, when the so-called 'real estate clause' may apply, this will result in taxation in Poland of income (revenue) from the disposal of, inter alia, shares in the SPV. The key in such a case will be to determine whether the assets of such an SPV consist primarily of real estate, as well as to verify the relevant double tax treaties possibly applicable to the case. The SPV may thus be required to act as a payer of income tax on the capital gains acquired on account of the transaction by the seller.

6.6. VAT taxation of cPPAs

The cPPAs, involving actual supply of energy, are settled as standard supply of electricity. In the case of virtual power purchase agreements (vPPAs), the currently prevailing practice of the tax authorities is that this is the provision of services related to financial instruments, not the supply of energy, and therefore it is possible to take advantage of the subject VAT exemption.

In a situation where the power generator, receives funds on account of contract settlement – it is the provider of the service. Less obvious is the opposite situation, when it is the power generator that 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 VAT taxpayer for the energy price hedging service becomes the counterparty, and the beneficiary becomes the generator.

A consequence of settling vPPA as financial services 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 (via submitting a written statement to the head of the tax authority) to tax the financial services provided.

oświadczenia do naczelnika urzędu skarbowego) opodatkowania świadczonych usług finansowych.

6.7. Akcyza a cPPA

Zgodnie z obowiązującymi przepisami sprzedaż energii elektrycznej na rzecz nabywcy końcowego stanowi przedmiot opodatkowania akcyzą. 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.

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.

Przepisy przewidują zwolnienie z akcyzy dla energii elektrycznej wytwarzanej w OZE, jednak dotyczy to tylko starszych instalacji. Zastosowanie zwolnienia możliwe jest 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.

6.7. Excise tax vs cPPA

Under current regulations, the sale of electricity to an end buyer is subject to excise taxes. An energy generator who sells to an entrepreneur who does not have a license for the generation, transmission, distribution or trading of electricity is required to pay excise taxes by the 25th day of the month following the month in which the differential settlement for the period in question was executed. The rate is 5 PLN/MWh.

The excise duty does not appear under the standard model, i.e., when selling energy to an entity holding such a license (e.g., a trading company), in which case the excise duty generally passes to that entity.

The regulations provide for an exemption from excise tax for electricity generated by RES, but this applies only to older facilities. Exemption is possible only based on a document confirming the redemption of a certificate of energy origin (under the previous support system), and these are no longer issued for facilities where energy was produced for the first time after 1 July 2016.

7 Aktualne bariery inwestycyjne

Wykorzystanie pełnego potencjału energetyki wiatrowej na lądzie to strategiczna decyzja w kształtowaniu polityki energetycznej Polski w obliczu wysokich cen energii i napiętej sytuacji geopolitycznej na wschodzie Europy – energia z wiatru to najtańsze źródło energii, które najszybciej może obniżyć rachunki za prąd polskich rodzin. Dziś żadna technologia nie cieszy się w Polsce tak wysokim poparciem jak OZE. W szczycie kryzysu związanego z brakiem węgla i wysokimi rachunkami za prąd ponad 83% społeczeństwa deklaruowało chęć pilnego przyjęcia ustawy liberalizującej rozwój farm wiatrowych wg badania opinii publicznej CBOS w 2023 r.⁹⁷

Dla sektora lądowej energetyki wiatrowej w Polsce obecnie główną barierą są ograniczenia lokalizacyjne wskazane w ustawie z 9 marca 2023 r. o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (dokładnie opisane w części raportu B.1). Odblokowanie w ubiegłym roku niepełnego potencjału dla lądowych farm wiatrowych, wprowadzając zapis minimalnej odległości 700 metrów, zamiast 500 metrów turbiny wiatrowej od zabudowań, znacząco zmniejszyło możliwości lokalizacyjne nowych instalacji. PSEW (Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej) poddało analizie własnej ponad

⁹⁷ Badanie opinii publicznej CBOS 27/2024, https://www.cbos.pl/SPISKOM.POL/2023/K_027_23.PDF

Current investment barriers

Harnessing the full potential of onshore wind power is a strategic decision in shaping Poland's energy policy in the face of high electricity prices and the tense geopolitical situation in eastern Europe – wind power is the cheapest energy source that can reduce Polish families' electricity bills the fastest. Today, no technology enjoys such high support in Poland as RES. At the height of the coal shortage crisis and high electricity bills, more than 83% of the public declared their desire to urgently adopt a law liberalizing the development of wind farms, according to a CBOS poll in 2023.⁹⁷

Currently, the main barrier for the onshore wind energy sector in Poland is the locational restrictions set out in the Act of 9 March 2023 amending the Act on investments in wind power plants and certain other acts (described in detail in section B.1 of the report). Last year's unblocking of the incomplete potential for onshore wind farms by introducing the provision of a minimum distance of 700, instead of 500 meters, for a wind turbine from buildings has significantly reduced the locational possibilities of new facilities. An analysis by PWEA (Polish Wind Energy Association) covered more than 30 new wind farm projects, which origi-

⁹⁷ CBOS opinion poll 27/2024, https://www.cbos.pl/SPISKOM.POL/2023/K_027_23.PDF

30 projektów nowych farm wiatrowych, które pierwotnie zakładały minimalną odległość od istniejących i planowanych zabudowań mieszkalnych równą 500 metrów. Z przeprowadzanego przeglądu wynika, że zwiększenie minimalnej odległości do 700 metrów powoduje redukcję możliwości mocy zainstalowanej o około 60–70%⁹⁸.

Wyraźnym zagrożeniem dla dynamicznego rozwoju technologii wiatrowych jest także tzw. permitting. Brak usprawnień w zakresie wydawania pozwoleń oraz decyzji niezbędnych do budowy nowych lądowych elektrowni wiatrowych zdaje się coraz bardziej spowalniać tempo powstawania nowych instalacji OZE. Dotychczasowe, długotrwałe procesy administracyjne w zakresie wydawania pozwoleń oraz decyzji środowiskowych należy znacznie przyspieszyć. Rozwiązaniem tego problemu może okazać się wprowadzenie do tzw. ustawy odległościowej postępowania uproszczonego uchwalania lub zmiany planu miejscowego dla lokalizacji elektrowni wiatrowej w danej gminie, co znacznie przyspieszy proces inwestycyjny. Dodatkowo warto zoptymalizować procesy w zakresie oceny oddziaływania na środowisko prowadzone przez RDOŚ. Kwestie akceleracji permittingu to paląca kwestia także ze względu na unijne cele. Zastosowanie uproszczonych procedur dla instalacji OZE pozwoli na sprostanie oczekiwaniom nowelizacji dyrektywy RED, zgodnie z którą organy krajowe powinny potrzebować nie więcej niż 12 miesięcy na zatwierdzenie nowych instalacji znajdujących się w tzw. obszarach przyspieszonego rozwoju OZE. Poza takimi obszarami proces nie powinien przekraczać 24 miesięcy⁹⁹. Założenia dyrektywy należy efektywnie dostosować do specyficznych wyzwań polskiego systemu wydawania zezwoleń. Cała branża wiatrowa liczy, że wyznaczenie i wdrożenie ww. obszarów odblokuje i przyspieszy inwestycje w elektrownie wiatrowe, minimalizując przy tym konflikty społeczne i środowiskowe.

Wyzwania, jakie dostrzega sektor wiatrowy, dotyczą szczególnie kwestii sieciowych. Problem niewystarczającej przepustowości sieci elektroenergetycznej jest jednym z głównych powodów spowalniających rozwój odnawialnych źródeł w Polsce. Oczywiście zdaje się potrzeba zaangażowania dużych środków finansowych na modernizację sieci elektroenergetycznych oraz na budowę zupełnie nowych połączeń (co jest inwestycją także czasochłonną). Zły stan techniczny istniejących linii, występujące przeciążenia oraz potrzeba rezerwacji zdolności przyłączeniowych dla farm wiatrowych na morzu to argumenty, które skutecznie uniemożliwiają przyłączanie nowych odnawialnych źródeł energii. Niepokojąca jest jednak liczba odmownych decyzji przyłączenia źródeł OZE do sieci¹⁰⁰. Postulaty branży wiatrowej względem zmian w zakresie rozwiązań sieciowych w ustawie Prawo energetyczne oraz ustawie o odna-

nally stipulated a minimum distance of 500 meters from existing and planned residential buildings. The audit shows that increasing the minimum distance to 700 m results in a reduction of the possible installed capacity by about 60–70%.⁹⁸

A clear threat to the rapid development of wind technology is also posed by so-called permitting. The lack of improvements in terms of issuing permits and decisions necessary for the construction of new onshore wind power plants seems to be increasingly slowing down the growth pace of new RES facilities. The previous lengthy administrative proceedings for issuing permits and environmental decisions should be significantly accelerated. The solution to this problem may turn out to be the introduction into the so-called Distance act of a simplified procedure for the adoption or amendment of a local siting plan for the location of a wind power plant in a given municipality, which will significantly speed up the investment process. In addition, the processes of environmental impact assessment conducted by the Regional Directorate for Environmental Protection are worth optimizing. Permitting acceleration issues are a burning issue also due to EU goals. The employment of simplified procedures for RES facilities will help meet the expectations of the amended RED directive, according to which national authorities should need no more than 12 months to approve new facilities located in so-called 'accelerated RES development areas'. The process should not exceed 24 months⁹⁹ outside such areas. The directive's assumptions should be effectively adapted to the specific challenges of the Polish permitting system. The entire wind industry hopes that the designation and implementation of the aforementioned areas will release and accelerate investments in wind power plants, while minimizing social and environmental conflicts.

The challenges that the wind sector sees are particularly related to grid issues. The problem of insufficient power grid capacity is one of the main reasons slowing down the development of renewable sources in Poland. What seems obvious is the need to commit large financial resources to the modernization of power grids and to the construction of completely new tie-ins (which is also a time-consuming investment). The poor technical condition of existing lines, emerging overloads and the need to reserve connection capacity for offshore wind farms are arguments that effectively prevent the connection of new renewable energy sources. What is worrying, however, is the number of refusals to connect RES sources to the grid.¹⁰⁰ The wind industry's demands for changes to grid solutions in the Energy Law and the Renewable Energy Sources Act were implemented last year by the previous government only in

⁹⁸ Analiza UrbanConsulting przygotowana na zlecenie Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej.

⁹⁹ R. Bajczuk, M. Niewiata-Rej, A. Śniegocki, *Zdążyć z transformacją – obszary przyspieszonego rozwoju OZE w Polsce*, Warszawa 2024.

¹⁰⁰ prof. P. Kacejko, dr P. Pijarski, S. Adamek, dr M. Wancerz, *Więcej OZE w sieci. Metody zwiększania możliwości przyłączeniowych polskiego systemu elektroenergetycznego*, 2023.

⁹⁸ UrbanConsulting analysis prepared on behalf of the Polish Wind Energy Association.

⁹⁹ R. Bajczuk, M. Niewiata-Rej, A. Śniegocki, *In time for the transformation – areas of accelerated development of RES in Poland*, Warsaw 2024.

¹⁰⁰ Prof. P. Kacejko, Dr. P. Pijarski, S. Adamek, Dr. M. Wancerz, *More RES in the grid. Methods for increasing the connectivity of the Polish power system*, 2023.

wialnych źródeł energii zostały wdrożone w ubiegłym roku przez poprzednią władzę jedynie w zakresie wprowadzenia do regulacji rozwiązań *cable pooling* oraz linii bezpośredniej. Istniejące zapisy wymagają jednak dopracowania, aby mogły skutecznie funkcjonować na rynku. Sektor energetyki wiatrowej od dawna dostrzega konieczność intensyfikacji działań w sposobie i efektywności wykorzystania istniejącej już infrastruktury sieciowej. W kwestiach przyłączeniowych wymagane są pilne i przemyślane działania, które nie obciążają odbiorców końcowych kosztami rozbudowy sieci. Oznacza to optymalizację istniejącej sieci elektroenergetycznej oraz standaryzację systemów informowania i metod wyznaczania możliwości przyłączeniowych zgodnie z ogólnie przyjętymi praktykami.

terms of introducing cable pooling and direct line solutions into the regulations. However, the existing provisions need to be refined in order to function effectively in the market. The wind energy sector has long recognized the need to step up efforts in the way and efficiency of using existing grid infrastructure. Urgent and well-considered actions are required in terms of connection issues, which do not burden end users with the costs of grid expansion, i.e., optimization of the existing power grid, as well as standardization of IT systems and methodologies for determining connection possibilities in line with commonly accepted practices.



Morska energetyka wiatrowa **Uwarunkowania prawne**

Offshore wind energy sector
Legal conditions

1.1. Uwagi ogólne

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 morskiej¹⁰¹ (dalej jako: „UOM”). Ten kluczowy akt wskazuje, że wznoszenie i wykorzystywanie MFW dopuszczalne jest tylko w wyłącznej strefie ekonomicznej Polski oraz reguluje zasady, na podstawie których inwestorzy uzyskują pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń (dalej: „PSZW”). UOM określa także ogólne kryteria oceny wniosków o PSZW stosowane, gdy wszczęte zostaje postępowanie rozstrzygające w przypadku złożenia co najmniej jednego wniosku konkurencyjnego, w stosunku do wniosku pierwotnego, 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 rozstrzygającym¹⁰², 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 000¹⁰³ (dalej jako: „PZPPOM”), uchwalonego na podstawie art. 37a ust. 1 UOM. PZPPOM jest aktem planistycznym określającym zasady zagospodarowania polskich obszarów morskich, w tym rozstrzygnięcia szczegółowe, dotyczące poszczególnych akwenów i podakwenów wyznaczonych w tych obszarach. Przepisy PZPPOM określają m.in. funkcje podstawowe i dopuszczalne, które mogą być wykonywane w poszczególnych akwenach, oraz zakazy, ograniczenia i warunki wykonywania tychże funkcji. W szczególności, zgodnie z PZPPOM, wznoszenie MFW jest dopuszczalne wyłącznie w akwenach o funkcji podstawowej pozyskiwania 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

¹⁰¹ Tj. Dz.U. z 2023 r., poz. 960 ze zm.

¹⁰² Dz.U. z 2021 r., poz. 2203 ze zm.

¹⁰³ Dz.U. z 2021 r., poz. 935 ze zm.

1.1. General comments

The basic legal act regulating the implementation of offshore wind farms (hereinafter: ‘OWF’) in Polish maritime areas is the Act of 21 March 1991 on maritime areas of the Republic of Poland and maritime administration¹⁰¹ (hereinafter: ‘AMA’). This key act indicates that the erection and use of OWFs is allowed only in Poland’s exclusive economic zone, and regulates the rules under which investors obtain a permit for the erection and use of artificial islands, structures and equipment (hereinafter: ‘AIP’). The AMA also specifies the general criteria for evaluating applications for an AMA applied when adjudicatory proceedings are initiated in the event of the submission of at least one competing application, with respect to the original application, for the same project location. The provisions of the AMA are supplemented in this regard by the Regulation of the Minister of Infrastructure of 27 November 2021 on the evaluation of applications in the determination proceedings,¹⁰² the provisions of which specify the detailed criteria for this evaluation, as well as the principles of scoring and the manner of demonstrating the fulfilment of individual detailed criteria by investors.

The project covered by the application for the issuance of an AIP must remain in compliance with the provisions of the Regulation of the Council of Ministers of 14 April 2021 on the adoption of the area development plan for internal marine waters, territorial sea and exclusive economic zone in the scale of 1:200,000¹⁰³ (hereinafter: ‘PMADP’), adopted pursuant to Art. 37a paragraph 1 of the AMA. The PMADP is a planning act that defines the principles of development of Polish maritime areas, including detailed decisions, concerning individual areas and sub-areas designated in these areas. Among other things, the provisions of the PMADP define the basic and permissible functions that can be performed in individual basins, as well as prohibitions, restrictions and conditions for the performance of these functions. In particular, according to the PMADP, the erection of OWFs is allowed only in basins with a primary function of acquiring renewable energy.

An AIP may only be issued to a project that complies with the PMADP. If an adjudicatory proceeding is initiated, the AIP shall be issued in favour of the entity that has achieved the minimum qualification and obtained the highest number of points among all participants in this proceeding. The AIP is the first administrative decision obtained in the OWF investment process, and is necessary to apply for a certificate of admission to auction, the subject of which is to obtain the right to cover the negative balance for electricity generated in the OWF and fed into the grid by generators, as well as to apply for connection conditions for the OWF.

¹⁰¹ cons. text Journal of Laws 2023, item 960 as amended.

¹⁰² Journal of Laws 2021, item 2203 as amended.

¹⁰³ Journal of Laws, item 935 as amended.

przez wytwórców oraz 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 wiatrowych¹⁰⁴ (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 m.in. zasady ubiegania się i przyznawania prawa do ujemnego salda dla wytwórców, przyznawanego w dwóch fazach (I faza dedykowana najbardziej zaawansowanym projektom – w ramach której wsparcie było przyznawane na podstawie indywidualnych decyzji Prezesa URE, oraz II faza – w ramach której wsparcie przyznawane będzie w systemie aukcyjnym). Co istotne, załącznik nr 2 do Ustawy MFW określa 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 środowisko¹⁰⁵ – w zakresie uzyskiwania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach;
- ustawa z 9 czerwca 2011 r. – Prawo geologiczne i górnicze¹⁰⁶ – w zakresie decyzji zatwierdzających projekt robót geologicznych oraz dokumentację geologiczno-inżynierską;
- ustawa z 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane¹⁰⁷ (dalej jako: „Prawo budowlane”) – w zakresie uzyskiwania pozwolenia na budowę oraz pozwolenia na użytkowanie;
- ustawa z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne – w zakresie przyłączenia MFW do sieci oraz uzyskania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej;
- ustawa z 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim¹⁰⁸ – w zakresie sporządzenia wymaganych planów i ekspertyz;
- ustawa z 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych¹⁰⁹ – w zakresie procesu inwestycyjnego dotyczącego zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z MFW;
- ustawa z 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym¹¹⁰ – w zakresie lokalizacji lądowego

¹⁰⁴ T.j. Dz.U. z 2024 r., poz. 182.

¹⁰⁵ T.j. Dz.U. z 2022 r., poz. 1029 ze zm.

¹⁰⁶ T.j. Dz.U. z 2023 r., poz. 633.

¹⁰⁷ T.j. Dz.U. z 2021 r., poz. 2351 ze zm.

¹⁰⁸ T.j. Dz.U. z 2023 r., poz. 1666 ze zm.

¹⁰⁹ T.j. Dz.U. z 2023 r., poz. 1680 ze zm.

¹¹⁰ T.j. Dz.U. 2023 r., poz. 977 ze zm.

The rules for providing public support for electricity produced in OWFs are set out in the Act of 17 December 2020 on Promoting Electricity Generation in Offshore Wind Farms¹⁰⁴ (hereinafter: ‘the OWF Act’). Support for OWFs is based on a system separate from other RES facilities, due to the specifics of OWF investments. Among other things, the OWF Act sets out rules for applying for and granting the right to a negative balance to generators, granted in two phases (Phase I, dedicated to the most advanced projects – during which support was granted on the basis of individual decisions of the ERO President, and Phase II – during which support will be granted within an auction system). Significantly, Appendix 2 to the OWF Act specifies the areas within the boundaries of which OWFs may be located, for which an OWF generator may apply for the right to cover the negative balance in the auction system. According to the provisions of the AMA, the location of the project covered by the AIP application must coincide with the areas designated in this annex.

In addition, the OWF investment process is also regulated:

- Act of 3 October 2008 on providing information on the environment and its protection, public participation in environmental protection and environmental impact assessments¹⁰⁵ – in terms of obtaining a decision on environmental conditions;
- Act of 9 June 2011. – Geological and Mining Law¹⁰⁶ – in terms of decisions approving a geological work project and geological-engineering documentation;
- Law of 7 July 1994. – Construction Law¹⁰⁷ (hereinafter: ‘Construction Law’) – with respect to obtaining a construction permit and an occupancy permit;
- Law of April 1997. – Energy Law – in terms of connecting the OWF to the grid and obtaining a license for electricity generation;
- Law of 18 August 2011 on Maritime Safety¹⁰⁸ – in terms of preparing the required plans and expert reports;
- Law of 24 July 2015 on the preparation and implementation of strategic investments in transmission networks¹⁰⁹ – with regard to the investment process for the set of equipment for power output from the OWF;
- Law of 27 March 2003 on spatial planning and development¹¹⁰ – with regard to the location of the onshore

¹⁰⁴ cons. text Journal of Laws 2024, item 182.

¹⁰⁵ cons. text Journal of Laws 2022, item 1029 as amended.

¹⁰⁶ cons. text Journal of Laws 2023, item 633.

¹⁰⁷ cons. text Journal of Laws 2021, item 2351 as amended.

¹⁰⁸ cons. text Journal of Laws 2023, item 1666, as amended.

¹⁰⁹ cons. text Journal of Laws 2023, item 1680, as amended.

¹¹⁰ cons. text Journal of Laws 2023, item 977 as amended.

odcinka zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z MFW.

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 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 kierunku 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)¹¹¹, który prezentuje zestaw danych przestrzennych utworzonych na podstawie dokumentów administracji morskiej, które powstały w wyniku realizacji zadań wynikających z UOM. Dane dostępne w geoportalu publicznym w czasie rzeczywistym prezentują dane pochodzące z poszczególnych geoportali wewnętrznych (Geoportal Ministerstwa Gospodarki Morskiej i Żeglugi Śródlądowej, Urzędu Morskiego w Gdyni oraz Urzędu Morskiego w Szczecinie). W portalu 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

¹¹¹ Dostępny pod adresem: www.sipam.gov.pl/geoportal.

section of the set of facilities for the derivation of power from the OWF.

The OWF Act contains specific provisions on administrative proceedings conducted for the implementation of an OWF investment (i.e., concerning, among other things, decisions on environmental conditions, a water permit, a construction permit and an occupancy permit) and connecting an OWF to the grid (which are special regulations in relation to those contained in the Energy Law).

1.2. Area development plan for Polish maritime areas

On 22 May 2021, the PMADP entered into force. It consists of a textual part and a graphic part. The textual part of the plan is contained in Annex No. 1 to the regulation, which includes general findings with decisions applicable to part or all of the plan-covered area, decisions on the distribution of public purpose investments and directions for the development of transportation and technical infrastructure, and Annex No. 2 to the PMADP, which includes detailed decisions on individual water bodies or their separated parts, as well as information on particularly significant conditions affecting the future use of individual water bodies. On the other hand, Annex No. 3 to the PMADP contains the justification for detailed decisions on individual water bodies, and Annex No. 4 to the PMADP is a drawing of the plan, which is its graphic.

A public geoportal of the Spatial Information System of the Maritime Administration (SIPAM) has also been created.¹¹¹ It presents a set of spatial data created on the basis of maritime administration documents, as a result of the tasks arising from the AMA. The public geoportal contains real-time data from individual internal geoportals (Geoportal of the Ministry of Maritime Economy and Inland Navigation, Maritime Office in Gdynia and Maritime Office in Szczecin). The portal provides, among other things, graphical part of the PMADP, but also information about the areas from Annex No. 2 to the OWF Act, or information about issued AIPs, permits for laying and maintaining cables in the areas of internal sea waters and territorial sea, agreements for laying and maintaining cables in the exclusive economic zone, as well as submitted applications for these decisions.

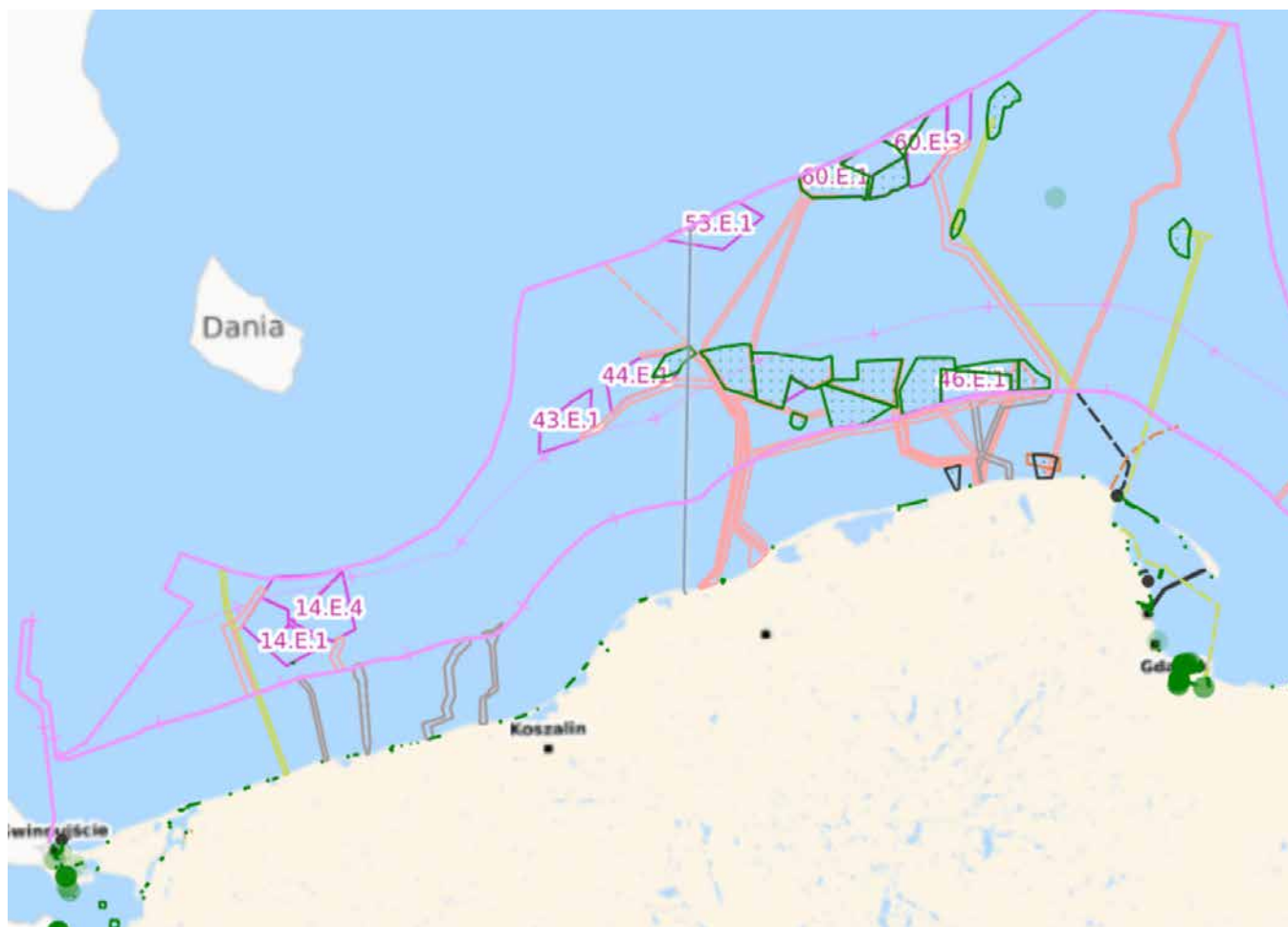
The PMADP divides Polish marine areas into bodies of water with a specified primary function and permissible functions, and specifies prohibitions, restrictions and conditions for performing these functions in individual bodies of water. Significantly, the PMADP stipulates that the erection of OWFs

¹¹¹ Available at: www.sipam.gov.pl/geoportal.

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).

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.

Rysunek 2. Rysunek przedstawiający mapę dostępną w SIPAM



Źródło: www.sipam.gov.pl/geoportala

is allowed only in basins with a primary function, defined as the acquisition of renewable energy. However, this restriction does not extend to the infrastructure for connecting OWFs to the National Power System. Linear elements for connection and construction of interconnections of OWFs can be implemented in dedicated infrastructure corridors (sub-areas within the default basins designated by the PMADP).

The PMADP allocates 7 basins for the acquisition of renewable energy, namely POM.14.E, POM.43.E., POM.44.E, POM.45.E, POM.46.E, POM.53.E and POM.60.E.

Fig. 2. Figure showing the map available at SIPAM

Source: <https://sipam.gov.pl/geoportala>

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 (położonego w ramach akwenu POM.60.E).

The OWF Act, in turn, designates 13 areas where OWFs can be erected and operated, i.e., 14.E.1, 14.E.2, 14.E.3, 14.E.4 (located within the POM.14.E basin), 43.E.1. (entirely overlapping with the POM.43.E basin), 44.E.1. (located within the POM.44.E basin), 45.E.1. (located within the POM.45.E basin), 46.E.1. (located within the POM.46.E basin), 53.E.1. (entirely overlapping the POM.53.E basin), 60.E.1, 60.E.2, 60.E.3, 60.E.4 (located within the POM.60.E basin).

60.E.4 (położone w ramach akwenu POM.60.E). W zakresie 10 z 11 wyznaczonych obszarów w 2023 r. wydane zostały PSZW, których beneficjentami zostały spółki celowe z grup kapitałowych Orlen S.A. oraz Polskiej Grupy Energetycznej S.A. Jedynym obszarem pozostałym do zagospodarowania jest obszar 53.E.1 (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 I 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 I fazie systemu wsparcia wymaga decyzji Komisji Europejskiej o zgodności tej pomocy publicznej z rynkiem wewnętrznym. Przyznanie przez Prezesa Urzędu Regulacji 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

AIPs were issued with regard to 10 of the 11 designated areas. Their beneficiaries were special-purpose vehicles from the Orlen S.A. and Polska Grupa Energetyczna S.A. capital groups. The only area remaining to be developed is area 53.E.1 (more in section 1.4 of this part of this study).

1.3. Support principles for projects in phases I and II of development

The terms and conditions of support for electricity generated in OWFs are defined by the OWF Act. Settlement of the negative balance is conducted under rules similar to the current auction support system for onshore RES installations, with the difference that in the case of OWFs the support system is to be divided into so-called two phases.

The funds to cover the negative balance in both phases, are paid by Zarządca Rozliczeń S.A., a special-purpose vehicle of the State Treasury, which acts as an operator, and whose task is to collect funds to cover and make settlements of the negative balance. The negative balance is the difference between the value of energy sales in a given month (calculated on the basis of exchange electricity prices) and the value of this energy calculated by accepting the prices indicated in the decision (first phase of support) or the bid that won the auction (second phase of support). This price is subject to annual adjustment by the average annual consumer price index determined by the President of the Central Statistical Office.

The period of support for OWF-generated electricity is 25 years from the first generation and introduction to the grid of electricity generated in an OWF or part thereof, based on a granted concession. On the other hand, the amount of support granted is determined as the product of the OWF's installed electrical capacity and 100,000 hours. The funds to cover the negative balance will come from the RES fee, which has been in operation since 2016 and is collected by energy distributors. Under the first phase, the right to cover the negative balance is granted through an administrative decision issued by the President of the Energy Regulatory Office, and may cover OWFs with a total installed capacity of up to 5.9 GW. In addition, each of the decisions issued in the first phase of the support system requires a decision from the European Commission on the compatibility of this state aid with the internal market. The support in this phase by the President of the Energy Regulatory Office was granted until 30 June 2021 via the issuance of 7 decisions. In order to apply for a decision, a generator had to establish a security 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 in which complete applications with attachments were submitted. The most important information and documents required to apply or attach to the application were:

- installed capacity of the OWF, not greater than that resulting from the preliminary connection conditions

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 salda¹¹² – 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 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

¹¹² Dz.U. z 2021 r., poz. 587.

or the connection conditions or the grid connection agreement;

- location of the OWF, with an indication that it is within the boundaries of the areas delineated based on the geocentric geodetic coordinates indicated in Appendix No. 1 to the OWF Act and the location of the grid connection site or sites specified in the connection agreement;
- commitment by the generator to generate and feed electricity into the grid for the first time after obtaining a license, within 7 years from the date the President of the Energy Regulatory Office issues a decision setting the price that is the basis for the settlement of the negative balance;
- preliminary connection conditions or connection conditions or grid connection agreement;
- legitimate AIP;
- material and financial schedule;
- supply chain plan for materials and services;
- technical and economic description demonstrating the incentive effect;
- confirmation of the establishment of a collateral and, in the case of the establishment of a security deposit, the number of the bank account kept in PLN to which the deposit is to be returned;
- a wiring diagram of the OWF, indicating all power generating and evacuation equipment, along with an indication of the location of metering and billing equipment and the point of connection to the grid;
- form of information submitted when applying for public assistance, along with financial statements for the last 3 years.

The price of energy, which is the basis for calculating and paying the negative balance, is determined in the text of the decision of the President of the Energy Regulatory Office. It is initially determined as a maximum price, in accordance with the Regulation of the Minister of Climate and Environment of 30 March 2021 on the maximum price for electricity generated in an offshore wind farm and fed into the grid in PLN per 1 MWh, which is the basis for the settlement of the right to cover the negative balance¹¹² – it is 319.6 PLN/MWh. In determining the price, the Minister was required to take into account, among other things, operating costs and additional investment costs incurred during the period of operation, investment costs incurred during the period of project preparation and construction of the offshore wind farm (including costs related to power output), as well as a reasonable return on capital.

Payment of the negative balance is made after the European Commission issues a decision on the compliance of individual support for the project with the internal market. The Commission issues the decision after notification by the President of the Office of Competition and Consumer Protection. Notification proceedings may begin no earlier

¹¹² Journal of Laws 2021, item 587.

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 I 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 II 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 sekcji 3 niniejszej części tego opracowania.

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.

than after the issuance of a decision on environmental conditions for a given OWF project.

The price that is the basis for settling the negative balance is determined by the President of the Energy Regulatory Office after receiving information about the issuance of the decision by the European Commission (via a notification). In determining the price, the President of the Energy Regulatory Office takes into account similar considerations to those that the minister responsible for climate affairs is obliged to follow when issuing a regulation on the maximum price, except that with respect to a specific project. This price may not be higher than the maximum price determined by the minister competent for climate affairs and the price resulting from the European Commission's decision on the compliance with the internal market of the state aid granted to the generator in question. If the generator decides that the offered price is too low, it may resign from participation in the support system within an appropriate period of time after the President of the Energy Regulatory Office issues a final decision.

If, after the issuance of a decision establishing the price that forms the basis for the settlement of the negative balance and before the commencement of work on the construction of the OWF, together with the set of power evacuation facilities, there is a significant change in the material and financial parameters of project implementation, resulting in an increase in the internal rate by more than 0.5 percentage points, the generator is obliged to apply to the the President of the Energy Regulatory Office for an update of the price indicated in the decision. This mechanism is called claw back and applies only to the I phase of the support system.

Before obtaining a decision on granting the right to cover the negative balance, the investor will have to receive confirmation from the the President of the Energy Regulatory Office of the existence of an incentive effect, i.e. confirmation that if support for the investment in question had not been granted, the investment would not have been implemented.

In subsequent years, the support in the II phase will be in the form of competitive auctions, which is a familiar mechanism for supporting other green power generating technologies. This means that the right to cover the negative balance will be given to generators who obtain a certificate of admission to the auction, win the auction and generate electricity in the OWF for the first time after the closing date of the auction session. More on the auction in Section 3 of this part in this study.

It is worth mentioning that OWFs applying for support will not be allowed to operate equipment that is older than manufactured 72 months before the date on which electricity is first generated using the equipment, or that was previously depreciated within the meaning of accounting regulations.

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

A generator who has obtained a decision from the President of the Energy Regulatory Office to grant the right to cover the negative balance (the I phase of the support system) or has won an auction for the sale of electricity (the II 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, accordingly, from the

Od wejścia na polski rynek energii odnawialnej w 2007 r. RWE eksploatuje ponad 540 MW w lądowych farmach wiatrowych. Stale poszerzamy również nasze portfolio w zakresie energii słonecznej, z zainstalowaną już mocą 45 MW. Nasz zespół zlokalizowany w kilku biurach w Polsce składa się obecnie z ponad 220 wysoko wykwalifikowanych pracowników, z którymi opracowujemy, budujemy i obsługujemy nasze projekty przez cały okres ich trwania, angażując się w lokalne społeczności i ceniąc długoterminową współpracę z naszymi partnerami i wykonawcami. Wspieramy inicjatywy edukacyjne i mentorskie, a także ściśle współpracujemy z polskimi uczelniami w celu ułatwienia wymiany wiedzy. RWE jest również aktywnie zaangażowane w programy, które pomagają studentom zdobywać doświadczenie i wiedzę (Working Student Program, Akademia Energii).

W RWE bacznie obserwujemy rozwój rynku umów cPPA, które stanowią dobry pomysł na zabezpieczenie przychodów dla nowych instalacji. Widzimy na rynku coraz większe zainteresowanie dużych odbiorców końcowych tego typu współpracą. Spodziewamy się, że wraz z rozwojem energetyki odnawialnej w Polsce wzrośnie również znaczenie umów PPA w sektorze energetycznym. Dzięki PPA firmy mogą korzystać ze stałych i przewidywalnych kosztów, jednocześnie poprawiając swój ślad węglowy i promując ekologiczny wizerunek. Umowy PPA pomagają zatem dostarczać więcej energii odnawialnej, oszczędzając dwutlenek węgla (CO₂).

W obszarze regulacji liczymy na zmiany przyczyniające się do skrócenia terminu trwania procedur administracyjnych dla projektów i infrastruktury towarzyszącej wytwarzaniu energii odnawialnej, a także magazynowania energii. W szczególności istotny potencjał ma równoległe prowadzenie procedury planistycznej i środowiskowej. Proces planistyczny powinien umożliwiać przyszłe optymalizowanie i aktualizację projektu ze względu na zmiany technologii i upływ czasu między rozpoczęciem opracowywania planu a decyzją inwestycyjną. Jednocześnie niezbędne jest, by odpowiednie instytucje dysponowały adekwatnymi zasobami do realizacji procedur.

Podkreślamy wagę debaty dotyczącej licznych aspektów integracji rosnącego udziału odnawialnych źródeł energii w systemie elektroenergetycznym. Powszechnym wyzwaniem są ograniczenia w możliwościach przyłączeniowych i zmieniające się warunki dostępu do sieci dla OZE. Jednocześnie względy potrzeb gospodarczych i polityki energetycznej wskazują na znaczny potencjał źródeł odnawialnych zlokalizowanych na lądzie i relatywnie krótki czas, w którym mogą rozpocząć dostarczanie energii. Podejmowaniu decyzji inwestycyjnych w skali potrzebnej w najbliższych latach sprzyjać będzie ujednoczenie procedur w różnych obszarach kraju, wzrost transparentności oraz ograniczenie niepewności co do warunków, terminów i kosztów przyłączenia do sieci. Stworzenie instrumentów umożliwiających lepszą orientację odnośnie do wnioskowanych, przydzielonych i wykorzystanych mocy przyłączeniowych jest jednym spośród kilku możliwych działań sprzyjających poprawie sytuacji.



Robert Macias

Board Member, RWE Renewables Polska

Since entering the Polish renewable energy market in 2007, RWE has been operating more than 540 MW in onshore wind farms. We are also steadily expanding our solar portfolio, with 45 MW already installed. Our team, located in several offices in Poland, currently consists of more than 220 highly skilled employees, with whom we develop, build and operate our projects throughout their lifecycle, engaging with local communities and valuing long-term partnerships with our partners and contractors. We support educational and mentoring initiatives, and work closely with Polish universities to facilitate knowledge exchange. RWE is also actively involved in programs that help students gain experience and knowledge (Working Student Program, Energy Academy).

At RWE, we are closely watching the development of the cPPA market, which is a good idea for securing revenues for new facilities. The market is showing increasing interest from large end users in this type of cooperation. We expect that with the development of renewable energy in Poland, the importance of PPAs in the energy sector will also increase. With PPAs, companies can benefit from fixed and predictable costs while improving their carbon footprint and promoting a green image. PPAs thus help provide more renewable energy, saving carbon dioxide (CO₂).

In the area of regulations, we hope to see changes that contribute to shortening the duration of administrative procedures for projects and infrastructure accompanying renewable energy generation, as well as energy storage. In particular, parallel planning and environmental procedures have significant potential. The planning process should enable future optimization and updating of the project due to changes in technology and the lapse of time between the start of plan development and the investment decision. At the same time, it is essential that relevant institutions have adequate resources to carry out the procedures.

We highlight the importance of the debate on the many aspects of integrating the growing share of renewables in the electricity system. Constraints in connection capacity and changing grid access conditions for RES are common challenges. At the same time, considerations of economic needs and energy policy demonstrate the significant potential of onshore renewables and the relatively short time in which they can begin supplying energy. Investment decision-making on the scale needed in the coming years will be fostered by unifying procedures in different areas of the country, increasing transparency and reducing uncertainty about the terms, timing and costs of grid connection. The creation of instruments to provide a better overview of the connection capacities applied for, allocated and used is one of several possible measures conducive to improving the situation.

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 II fazy rozwoju MFW

Poniżej w ujęciu tabelarycznym zaprezentowano ogłoszone już wyniki postępowań rozstrzygających w sprawie wydania PSZW.

Tabela 12. 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.
6/2022/MFW	14.E.1	Energa MFW 1 sp. z o.o. (Grupa Kapitałowa ORLEN)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Elektrownia Wiatrowa Baltica 4 sp. z o.o. ■ EDF Renewable Offshore Polska I sp. z o.o. ■ Amber Baltic Wind 4 sp. z o.o. ■ Cercola sp. z o.o. ■ POW-Polish Offshore Wind-Co sp. z o.o. ■ MEP North sp. z o.o. ■ Orsted Polska OF SPV 2 sp. z o.o.

date of issuance by the President of the Energy Regulatory Office 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 concession to generate electricity. In justified cases, an investor benefiting from the support system may apply to the President of the Energy Regulatory Office for an extension of the seven-year deadline for the first generation of electricity.

1.4. Current status of Permit proceedings for the II 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.

Table 12. Results of the proceedings for the issuance of an AIP

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>
7/2022/MFW	14.E.2	Energa MFW 2 sp. z o.o. (Grupa Kapitałowa ORLEN)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Elektrownia Wiatrowa Baltica 6 sp. z o.o. ■ EDF Renewable Offshore Polska I sp. z o.o. ■ Amber Baltic Wind 7 sp. z o.o. ■ Camaiore sp. z o.o. ■ POW-Polish Offshore Wind-Co sp. z o.o. ■ MEP East sp. z o.o.
8/2022/MFW	14.E.3	Orlen Neptun III sp. z o.o. (Grupa Kapitałowa ORLEN)	<ul style="list-style-type: none"> ■ EDF Renewable Offshore Polska I sp. z o.o. ■ Amber Baltic Wind 8 sp. z o.o. ■ Cecina sp. z o.o. ■ POW-Polish Offshore Wind-Co sp. z o.o. ■ MEP East 44 sp. z o.o.
9/2022/MFW	14.E.4	Orlen Neptun IV sp. z o.o. (Grupa Kapitałowa ORLEN)	<ul style="list-style-type: none"> ■ EDF Renewable Offshore Polska I sp. z o.o. ■ Morska Farma Wiatrowa Antares sp. z o.o. ■ POW-Polish Offshore Wind-Co sp. z o.o. ■ Crisallum 13 sp. z o.o. ■ Orsted Polska OF SPV 7 sp. z o.o.
10/2022/MFW	46.E.1	Orlen Neptun VIII sp. z o.o. (Grupa Kapitałowa ORLEN)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Elektrownia Wiatrowa Baltica 8 sp. z o.o. ■ EDF Renewable Offshore Polska I sp. z o.o. ■ Amber Baltic Wind 10 sp. z o.o. ■ Casarano sp. z o.o. ■ OW-Polish Offshore Wind-Co sp. z o.o. ■ Crisallum 35 sp. z o.o.
11/2022/MFW	45.E.1	Elektrownia Wiatrowa Baltica 2 sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie (Grupa Kapitałowa PGE)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Orlen Neptun VII sp. z o.o. ■ Amber Baltic Wind 11 sp. z o.o.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie <https://www.gov.pl/web/infrastruktura>, stan na marzec 2024 r.

Source: own study, based on <https://www.gov.pl/web/infrastruktura>, as of March 2024

Wnioskodawcom, którzy uzyskali największą liczbę punktów w ww. postępowaniach rozstrzygających, Minister Infrastruktury wydał już PSZW uprawniające do wnoszenia i wykorzystywania MFW w poszczególnych obszarach morskich.

UOM przewiduje możliwość unieważnienia postępowania rozstrzygającego przez Ministra Infrastruktury (z urzędu lub na wniosek uczestnika postępowania rozstrzygającego) w sytuacji, gdy zostały rażąco naruszone przepisy prawa lub interesy uczestników konkursu. Kilku uczestników ww. postępowań rozstrzygających zdecydowało się o złożeniu takich wniosków, jednakże Minister Infrastruktury nie uznał ich za uzasadnione. Niektóre z tych spraw znajdują się aktualnie na etapie kontroli sądowej na skutek złożenia skarg administracyjnych do Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Warszawie (stan na marzec 2024 r.).

The applicants with the highest number of points in the aforementioned adjudicatory proceedings have already been issued AIPs by the Minister of Infrastructure authorizing the erection and use of OWFs in specific maritime areas.

The AMA provides for the possibility of cancellation of the adjudication proceedings by the Minister of Infrastructure (*ex officio* or at the request of a participant in the adjudication proceedings) in a situation where the provisions of law or the interests of the participants in the competition have been grossly violated. Several participants in the aforementioned adjudicatory proceedings decided to file such requests, but the Minister of Infrastructure did not find them justified. Some of these cases are currently at the stage of judicial review as a result of administrative complaints filed with the Regional Administrative Court in Warsaw (as of March 2024).

2.1. Pozwolenie lokalizacyjne (PSZW)

Wznoszenie MFW jest dopuszczalne tylko w wyłącznej strefie ekonomicznej polskich obszarów morskich. Pozwolenie na wznoszenie 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 przeznaczzonego 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, 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 (AIP)

Erecting an OWF 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, the so-called AIP, is the first administrative decision obtained in the investment process.

An AIP is obtained based on the provisions of the AMA. The investor interested in obtaining AIP for a given area submits the application for the issuance of AIP. The competent authority to issue the AIP is the minister in charge of maritime economy (currently the Minister of Infrastructure).

The application for an AIP must contain the statutorily prescribed elements, i.e., identification of the applicant and the project covered by the application and its purpose, along with an indication of:

- its proposed location (the area must correspond to a selected one of the areas specified in Appendix 2 to the OWF Act);
- the area of the body of water intended for the implementation and operation of the project and the period of time required for the implementation and operation of the project;
- the characteristic technical parameters of the project (in the case of an OWF, this includes the number and dimensions of the construction facilities, the expected annual production of electricity, the maximum installed capacity of the OWF, in accordance with Art. 23(5a) of the AMA);
- the value of the planned project, including a presentation of the stages and timetable for implementation of the project, as well as a presentation of the methods of transferring the product to land;
- Economic, social and environmental impact assessments.

In addition, the application is accompanied by a number of detailed attachments, including OWF technology, the environmental impact of the OWF, and an investment and environmental monitoring program.

The application for the issuance of the AIP is subject to an opinion procedure by the authorities indicated in Art. 23 par. 2 of the AMA, i.e. the ministers responsible for state assets, energy, economy, climate, culture and protection of national heritage, fisheries, environment, internal affairs and the Minister of National Defence, and in the case of the OWF – also the Head of the Internal Security Agency. Failure to issue an opinion within the statutory period of 90 days from the date of receipt of the application by the authority shall be treated as a lack of objections.

The Minister of Infrastructure may refuse to issue an AIP if he determines that its issuance poses 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.

- environment, marine or offshore resources, including rational management of mineral deposits;
- interest of the national economy;
- national defence and security;
- shipping safety;
- safe practice of marine fishing;
- aircraft flight safety;
- underwater archaeological heritage;
- safety related to the exploration, identification and exploitation of the mineral resources of the seabed and the earth's interior beneath it;
- implementation of the core functions specified in the PMADP.

W polskiej transformacji energetycznej kluczową rolę odegrają projekty morskiej energetyki wiatrowej. To właśnie one za kilkanaście lat będą stanowiły o kształcie miksu energetycznego. OZE na lądzie i morzu będą najważniejszym elementem polskiego systemu elektroenergetycznego. Zdecydują także o sile i konkurencyjności polskiej gospodarki.

Ważną rolę w rozwoju sektora morskiej energetyki wiatrowej odegrają międzynarodowe partnerstwa. Mowa tutaj o partnerstwach w zakresie finansowania projektów, prowadzenia procesu inwestycyjnego oraz implementacji do polskich projektów innowacji i technologii dostępnych na globalnych rynkach.

Szczególnie istotna w tym procesie będzie budowa mocnego lokalnego łańcucha dostaw. Wykorzystanie potencjału polskich firm w rozwoju projektów morskiej energetyki wiatrowej w możliwie największym stopniu skróci łańcuchy dostaw, a tym samym zapewni ich bezpieczeństwo i terminowość. Co więcej – wpłynie pozytywnie na lokalny rozwój gospodarczy, stworzy nowe miejsca pracy i zapewni możliwość zdobycia cennej wiedzy i doświadczenia przez zaangażowane firmy. To bardzo ważne przy prowadzeniu tak skomplikowanych i kapitałochłonnych inwestycji.

EDF Renewables aktywnie wspiera rozwój sektora w Polsce. Jako grupa mamy doświadczenie w moderowaniu transformacji energetycznej. Przejście z gospodarki opartej na paliwach kopalnych do energetyki bezemisyjnej (OZE i atom) to proces, który grupa EDF z sukcesem przeprowadziła we Francji. Nasze globalne doświadczenia w prowadzeniu inwestycji w morskiej energetyce wiatrowej proponujemy dziś polskimi partnerom. Wspólne europejskie bezpieczeństwo energetyczne należy budować właśnie w oparciu o duże zielone źródła. Ich wdrożenie pozwoli uniezależnić kraje UE od surowców, których dostępność i cena zależy od dynamicznej sytuacji geopolitycznej.

W Polsce jesteśmy obecni od 13 lat. Prowadzimy projekty z zakresu lądowej energetyki wiatrowej, fotowoltaiki, a także magazynowania energii. Dziś spółka posiada 3 pracujące farmy wiatrowe i 1 GW projektów w fazie rozwoju. Dynamika ich realizacji będzie zależała od uwarunkowań rynkowych oraz zmian legislacyjnych, a także tempa implementacji dyrektywy REDIII do polskiego systemu prawnego. Aktywnie wspieramy też procesy sprawiedliwej transformacji. Między innymi dlatego powstał projekt „Wiatr – Kopalnia możliwości”, który daje szansę osobom odchodzącym z branży górniczej na przekwalifikowanie się na techników turbin wiatrowych. Wierzymy, że nasze zaangażowanie w kształcenie wykwalifikowanych pracowników oraz wsparcie krajowych firm w długim okresie przełoży się na lokalny wzrost gospodarczy i szybszy rozwój sektora OZE.



Alicja Chilińska-Zawadzka
prezes Zarządu EDF Renewables Polska
CEO of EDF Renewables Poland

Offshore wind power projects will play a key role in Poland's energy transition. They are the ones that will determine the shape of the energy mix in a dozen years or so. Onshore and offshore RES will be the most important element of the Polish power system. They will also determine the strength and competitiveness of the Polish economy.

International partnerships will play a crucial role in the development of the offshore wind energy sector. We are talking about partnerships in financing projects, conducting the investment process and implementing innovations and technologies available on global markets into Polish projects.

Building a strong local supply chain will be particularly important in this process. Leveraging the potential of Polish companies in the development of offshore wind power projects will shorten supply chains as much as possible, and thus ensure their safety and timeliness. What's more – it will have a positive impact on local economic development, create new jobs and provide opportunities for the companies involved to gain valuable knowledge and experience. This is very important when conducting such complex and capital-intensive investments.

EDF Renewables is actively supporting the development of the sector in Poland. As a group, we have experience in moderating the energy transition. The transition from an economy based on fossil fuels to carbon-free energy (RES and nuclear) is a process that the EDF Group has successfully implemented in France. Today, we offer our global experience in offshore wind power investments to our Polish partners. Common European energy security should be built precisely on the basis of large green sources. Their implementation will make EU countries independent of raw materials, the availability and price of which depend on the dynamic geopolitical situation.

We have been present in Poland for 13 years. We are engaged in onshore wind power, photovoltaic, and energy storage projects. Today the company has 3 operating wind farms and 1 GW of projects under development. The dynamics of their implementation will depend on market conditions and legislative changes, as well as the pace of implementation of the REDIII directive into the Polish legal system. We also actively support the processes of just transition. Among other things, this is why the "Wind – Mine of Opportunities" project was created. It provides an opportunity for people leaving the mining industry to retrain as wind turbine technicians. We believe that our commitment to training skilled workers and supporting domestic companies in the long term will translate into local economic growth and faster development of the RES sector.

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 wg 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 postępowaniu rozstrzygającym¹¹³. 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

¹¹³ Dz.U. z 2021 r., poz. 2203 ze zm.

The consulting bodies indicate in their opinions the occurrence of the aforementioned risks or specific conditions and requirements to be specified in the AIP.

If an application for the issuance of an AIP concerning the exclusive economic zone is submitted, the Minister of Infrastructure shall immediately post an announcement about the possibility of submitting further applications for the issuance of an AIP concerning the body of water covered by the application on the website. If within 60 days from the date of publication of the announcement at least one complete competitive application (so-called 'counter-application') is submitted for this location, the determination procedure shall be initiated. The subject of the determination procedure is the selection of the winning entity, which gives the best guarantee of realization of the investment in Polish maritime areas and the issuance of the AIP to it. Therefore, in the determination procedure, the applications for PSZW are evaluated according to the criteria specified in Art. 27g paragraph 1 of the AMA. These criteria are:

- compliance of the planned project with the findings of the area development plan referred to in the PMADP;
- the applicant's proposed AIP validity periods, including the start and completion dates for construction and operation of the planned project;
- the method of securing funds for payment of the fee referred to in Art. 27b par. 1 item 1 of the AMA (i.e., the first instalment of the so-called additional fee for issuance of the AIP);
- ways of financing the planned project, taking into account own funds, credits, loans and proposed public funding for the implementation of the investment;
- the possibility of creating personnel, organizational and logistical facilities, allowing the implementation of the planned project;
- the contribution of the planned project to the implementation of EU and national sectoral policies.

Within the framework of the above criteria, detailed criteria for evaluating applications, along with scoring for meeting the given criteria, are specified in the Regulation of the Minister of Infrastructure of 27 November 2021 on the evaluation of applications in the adjudication procedure.¹¹³ The regulation also specifies how the Minister of Infrastructure selects the most relevant evaluation criterion, for which the number of points received is doubled (so far, invariably, it is the method of financing the project), and additional criteria for evaluating applications (i.e., having experience in implementing hydrogen and energy storage projects and efficiency of use of the body of water covered by the application).

The applicant who receives the most points in the adjudication proceedings obtains the AIP. By virtue of the Act of 27 October 2022 on amending the Act on maritime areas of the Republic of Poland and maritime administra-

¹¹³ Journal of Laws 2021 item 2203 as amended.

morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej¹¹⁴ 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, a w szczególności w zakresie wartości chronionych. Od 22 grudnia 2022 r. w PSZW określa się także szczegółowe warunki i wymagania wynikające ze szczegółowych 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 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:

- 1) 10% pełnej kwoty opłaty w ciągu 90 dni od dnia, w którym decyzja o PSZW stała się ostateczna;
- 2) 30% pełnej kwoty w ciągu 30 dni od dnia, w którym decyzja o pozwoleniu na budowę przedsięwzięcia stała się ostateczna;

¹¹⁴ Dz.U. z 2022 r., poz. 2515.

tion,¹¹⁴ solutions have also been introduced to determine the winner of the award procedure if the same number of points is received by two or more participants in the competition – the ultimate 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.

Participants in the adjudicatory proceedings who do not agree with the outcome may challenge them by filing an application with the Minister of Infrastructure for the cancellation of the proceedings, if the provisions of law or the interests of the participants in the competition have been grossly violated. A participant in such proceedings may appeal against the decision to invalidate the adjudicatory proceedings by filing an application for reconsideration by the Minister of Infrastructure, and, after exhausting this procedure, also by filing a complaint with the Provincial Administrative Court in Warsaw. It should be noted, however, that in addition to the aforementioned procedure, the participant in the adjudication procedure is not entitled to any other mode of review of the decisions in this procedure.

The AIP determines the conditions for the use of the area covered by it by the entity indicated in the AIP and gives that entity the right to use the area in accordance with the conditions specified in that AIP. The AIP specifies the type of project and its location, the characteristic technical parameters of the project, as well as detailed conditions and requirements resulting from separate regulations, and in particular with regard to protected values. As of 22 December 2022, the AIP also specifies the detailed conditions and requirements resulting from the detailed criteria for evaluating applications for which the applicant received points in the adjudication proceedings.

The AIP for an OWF is issued for the period from the date on which the decision became final, until the expiration of 30 years from the date on which the use of that OWF began. It is possible to extend the AIP for another 20 years.

A basic fee of PLN 1,500 is charged for the issuance of the AIP, paid within 14 days from the date of delivery of the request for payment. In the case of projects executed in the exclusive economic zone, an additional fee shall also be paid, in the amount of 1% of the value of the planned project, determined on the basis of market prices for equipment and services necessary for the complete execution of the project, as of the date of submitting the application for the issuance of the AIP. The additional fee is paid according to the following schedule:

- 1) 10% of the full fee amount within 90 days from the date the AIP decision became final;
- 2) 30% of the full amount within 30 days from the date on which the decision on the construction permit for the project became final;

¹¹⁴ Journal of Laws 2022 item 2515.

- 3) 30% pełnej kwoty w ciągu 30 dni od dnia, w którym rozpoczęto wykorzystanie MFW;
- 4) 30% pełnej kwoty po 3 latach od dnia dokonania wpłaty, o której mowa w pkt 3.

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, o których mowa w pkt 3 i 4, biorąc pod uwagę różnicę pomiędzy faktyczną wartością zrealizowanego przedsięwzięcia a wysokością opłat wniesionych zgodnie z zasadami określonymi w pkt 1 i 2 powyżej. Opłaty, o których mowa, stanowią dochód budżetu państwa i nie podlegają zwrotowi.

Uzyskanie prawomocnego PSZW jest jednym z elementów obligatoryjnych celem 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 znajdą 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 środowisko¹¹⁵. 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.

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”).

¹¹⁵ T.j. Dz.U. z 2022 r., poz. 1029 ze zm.

- 3) 30% of the full amount within 30 days from the day the use of the OWF began;
- 4) 30% of the full amount after 3 years from the date of payment referred to in item 3.

The entity to which the AIP has been granted shall, before making the payment referred to in item 3 above, submit to the Minister of Infrastructure information on the actual value of the completed project. In turn, the Minister of Infrastructure shall determine, by way of a decision, the amount of the fees referred to in items 3 and 4, taking into account the difference between the actual value of the realized project and the amount of the fees paid in accordance with the principles set forth in items 1 and 2 above. The fees in question constitute income of the state budget and are not refundable.

Obtaining a valid AIP is one of the mandatory elements to obtain prequalification to participate in the auction for the sale of electricity from OWFs, as well as conditions for connecting OWFs to the electricity grid.

2.2. Decision on investment project environmental conditions

Obtaining a decision on environmental conditions (hereinafter: ‘DEC’) for a project involving the construction and operation of an OWF and for a project involving the construction and operation of a set of devices used to evacuate power from an OWF is an essential milestone in the investment process, which then allows obtaining a construction permit decision, as well as a necessary condition to participate in the auction for obtaining the right to cover the negative balance for electricity generated in the OWF and introduced to the grid, but for the purposes of an auction, it is only necessary to obtain a DEC for the OWF itself. The regulations set forth in the Act of 3 October 2008 on providing information on the environment and its protection, public participation in environmental protection and environmental impact assessments¹¹⁵ will apply to the DEC. The most important of these are presented in the section dedicated to onshore wind farms. In this part of the handbook, dedicated to OWFs, we will present the legal conditions specific to this type of investment.

Facilities using wind power to generate electricity located in the maritime areas of the Republic of Poland are classified as projects that may always have a significant impact on the environment, regardless of the total nominal capacity of such a power plant, which means that an environmental impact assessment of the project will have to be conducted for each such investment (hereinafter: ‘EIA’).

In the case of projects implemented in maritime areas, the competent authority to issue a DEC will be the regional director for environmental protection (hereinafter: ‘RDEP’).

¹¹⁵ cons. text Journal of Laws 2022, item 1029 as amended.

Właściwość miejscową tego organu ustala się w odniesieniu do obszaru morskiego wzdłuż wybrzeża na terenie danego województwa.

Wnioskodawca, składając wniosek o wydanie DŚU dla takiego przedsięwzięcia, może złożyć raport OOS, albo zamiast raportu OOS, może złożyć kartę informacyjną przedsięwzięcia wraz z wnioskiem o ustalenie zakresu raportu, przy czym należy pamiętać, że ustalenie zakresu raportu jest obowiązkowe w przypadku, gdy przedsięwzięcie może transgranicznie oddziaływać na środowisko, a z taką sytuacją możemy mieć do czynienia w przypadku przedsięwzięcia polegającego na realizacji i eksploatacji MFW w zależności od obszaru, na którym będzie ona realizowana. W tym drugim przypadku – ustalania zakresu raportu – RDOŚ zawiesza postępowanie do czasu przedłożenia raportu OOS.

Po przedłożeniu raportu OOS, RDOŚ występuje o uzgodnienie warunków realizacji przedsięwzięcia oraz przesyła raport do wyspecjalizowanych organów. W przypadku gdy przedsięwzięcie jest realizowane na obszarze morskim, uzgodnienia muszą nastąpić także z dyrektorem urzędu morskiego.

Podkreślamy, że w przypadku realizacji MFW w wyłącznej strefie ekonomicznej może zostać stwierdzona możliwość znaczącego transgranicznego oddziaływania na środowisko, pochodzącego z terytorium Rzeczypospolitej Polskiej – w wyniku przeprowadzenia OOS, oraz na wniosek innego państwa członkowskiego. Oznaczało to będzie konieczność przeprowadzenia postępowania w sprawie transgranicznego oddziaływania na środowisko.

Ustawa MFW wprowadziła przepisy dedykowane postępowaniom administracyjnym dla realizacji inwestycji w zakresie MFW. Zgodnie z tymi przepisami, 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. Podobnie określono, że rozpatrzenie odwołania od DŚU powinno nastąpić w ciągu 60 dni. Terminy te mają dla organu charakter instrukcyjny. Jego przekroczenie przez organ daje stronie możliwość wniesienia ponaglenia na zasadach określonych w Kodeksie postępowania administracyjnego. Dodatkowo, o każdym przypadku niewydania decyzji lub nierozpatrzenia odwołania w terminie organ oprócz strony obowiązany jest zawiadomić także ministra ds. klimatu, a każdy dzień zwłoki podlega sankcji kary pieniężnej w wysokości 1000 zł dziennie, wymierzanej organowi przez organ wyższego stopnia. Warto jednak zauważyć, że do ustawowego terminu wydania decyzji i rozpatrzenia odwołania nie wlicza się m.in. terminów w przepisach prawa dla dokonania określonych czynności, okresów zawieszenia postępowania, okresów opóźnień spowodowanych z winy strony albo przyczyn niezależnych od organu.

The local jurisdiction of this authority shall be determined with respect to the maritime area along the coast in a given province.

The applicant, when applying for the issuance of an EIA for such a project, may submit an EIA report, or instead of an EIA report, may submit an information sheet for the project together with a request for the determination of the scope of the report, but it should be remembered that the determination of the scope of the report is mandatory in case the project may have a cross-border impact on the environment, and such a situation may occur in the case of a project involving the construction and operation of an OWF, depending on the area where it will be implemented. In the latter case – the determination of the scope of the report – the RDEP suspends the proceedings until the submission of the EIA report.

After submitting the EIA report, the RDEP applies for agreement on the conditions of the project and sends the report to specialized authorities. If the project is implemented within a maritime area, arrangements must also be made with the director of the maritime office.

We emphasize that in the case of implementing an OWF in the exclusive economic zone, the possibility of a significant trans-border environmental impact, originating from the territory of the Republic of Poland – as a result of conducting an EIA, as well as at the request of another member state – may be established. This will mean the necessity to conduct proceedings on transboundary environmental impact.

The OWF act introduced provisions dedicated to administrative proceedings for the implementation of OWF investments. According to these provisions, DEC's issued for the implementation of an investment involving the construction and maintenance of an OWF and a set of power derivation facilities are immediately enforceable. This means that the DEC becomes enforceable as soon as it is issued, despite the possibility of appealing against it. A specific deadline for issuing the DEC is also specified – the decision should be issued within 90 days from the date of application. Similarly, it is specified that an appeal against the DEC should be considered within 60 days. These deadlines are instructive for the authority. Its exceeding by the authority gives the party the opportunity to file a reminder under the rules set forth in the Code of Administrative Procedure. In addition, the authority, in addition to the party, is obliged to notify the Minister of Climate Affairs of any failure to issue a decision or appeal within the deadline, and each day of delay is subject to a fine of PLN 1,000 per day, imposed on the authority by a higher-tier authority. It is worth noting, however, that the statutory time limit for issuing a decision and considering an appeal does not include, among other things, time limits in the law for carrying out certain actions, periods of suspension of proceedings, periods of delay caused by the fault of a party or reasons beyond the control of the authority.

Skrócone zostały także terminy postępowań sędowo-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 sieci¹¹⁶.

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 morzu¹¹⁷.

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 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 zapewnić sporządzenie 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 Służby Poszukiwania i Ratownictwa oraz (3) Krajowy System Bezpieczeństwa Morskiego. Ekspertyzy

¹¹⁶ Dz.U. UE. L. z 2016 r., Nr 112, str. 1 ze zm.

¹¹⁷ Dz.U. z 2022 r., poz. 1257.

The time limits for judicial and administrative proceedings have also been shortened.

2.3. Required technical expertise

According to the OWF act, a prospective OWF power generator is required to submit two expert compliance reports to the transmission system operator.

The first expert opinion – design-related – is to be issued after the detailed designs have been developed before construction work begins. The second expert opinion – executive – is to be issued upon completion of construction, and is to confirm compliance of the construction process with the detailed design and the first expert opinion. The second expert opinion is to be submitted to the operator at the same time as the application for an interim operating permit (ION) within the meaning of Commission Regulation (EU) 2016/631 of 14 April 2016 establishing a grid code on requirements for connection of generating units to the grid.¹¹⁶

The above-mentioned expert reports are to confirm the compliance of the OWF and the power derivation unit set with the requirements set forth in the Decree of the Minister of Climate and Environment of 25 May 2022 on detailed requirements for elements of the power derivation unit set and for elements of substations located at sea.¹¹⁷

The aforementioned expertise may be prepared by an entity that documents its experience in the evaluation of technical documentation and supervision of the construction, reconstruction or operation of a power derivation unit, involving the implementation of at least 2 projects, in the subject or similar scope, within the last 10 years.

The OWF Act also amended the Maritime Security Act of 18 August 2011, according to which the OWF and the set of power evacuation facilities are to comply with requirements for security, protection of the marine environment, protection of the national border at sea and national defence. The latter law also introduced detailed provisions for the preparation and approval of expert reports in this regard.

The future generator of electricity from the OWF is required to ensure the preparation of expert reports on the impact of the OWF and the set of power output facilities on: (1) the safety and efficiency of ship navigation, (2) the Polish A1 and A2 Maritime Areas of the Maritime Distress and Safety System (GMDSS) and the Maritime Search and Rescue Service's Operational Communications System, and (3) the National Maritime Safety System. These expert opinions are to determine, among other things, ways and means

¹¹⁶ OJ. EU. L. of 2016. No. 112, p. 1 as amended.

¹¹⁷ Journal of Laws 2022 item 1257.

tyż 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. Organy 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 morzu¹¹⁸.

Opłata za zatwierdzenie każdej z ww. ekspertyz i każdego z ww. planów wynosi po 4 tys. PLN.

¹¹⁸ Dz.U. z 2022 r., poz. 2115.

of compensating for negative impacts. In addition, it is necessary to provide plans for (1) rescue and (2) combating hazards and pollution.

The aforementioned expert opinions and plans, as well as their updates, are subject to approval by administrative decision of the director of the maritime office competent for the location of the offshore wind farm, prior to submission of the application for a construction permit. This authority has 3 months to do so, and at the same time is required to consult with the Director of the SAR Service and the Chief Inspector for Marine Fisheries (depending on the scope of the expertise in question), which in turn have 60 days to issue an opinion. Failure to issue an opinion within this period is tantamount to a lack of objections.

The detailed scopes of the aforementioned expert opinions and plans, as well as the requirements for the qualifications and experience of the persons authorized to prepare them, as well as the methods of documenting them, are set forth in the Regulation of the Minister of Infrastructure of 15 December 2021 on the navigation expertise and technical expertise for an offshore wind farm and a set of equipment, and the Regulation of the Minister of Infrastructure of 15 December 2021 on the emergency plan and the plan to combat hazards and pollution for an offshore wind farm and a set of equipment, respectively.

In addition to the above, the future OWF power generator is required to prepare expert opinions on the impact of the OWF and the set of power evacuation facilities on: (1) national defence systems, including the radiolocation imaging, technical observation, maritime radio communications and air traffic services control system of the Polish Armed Forces and (2) the radiolocation imaging, technical observation and maritime radio communications system of the Border Guard.

The aforementioned expert reports are subject to approval by way of an administrative decision by the Minister of Defence and the Minister of Internal Affairs, respectively. These authorities have 3 months to do so.

The detailed scope of the aforementioned expert reports is set forth in the Order of the Minister of Defence of 10 October 2022 on the detailed scope of technical expertise in assessing the impact of an offshore wind farm and a set of power derivation devices on state defence systems and the state border protection system at sea.¹¹⁸

The fee for approval of each of the aforementioned expert reports and each of the aforementioned plans is PLN 4,000 each.

¹¹⁸ Journal of Laws 2022 item 2115.

Spełnienie przez MFW oraz zespół urzędzeń 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 urzędzeń 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 następujące podmioty: Polski Rejestr Statków S.A., Lloyd's Register Marine Polska sp. z o.o., RINA Poland, Bureau Veritas Polska, DNV oraz American Bureau of Shipping Poland sp. z o.o.

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 urzędzeń.

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, z uwagi na to, że sklasyfikowane są jako przedsięwzięcia wymagające prze-

The compliance of the OWF and the set of power evacuation equipment with the requirements for: structural safety and construction 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 building project, and before the notification of the intended date of construction work commencement (issued indefinitely);
- certificate of release for operation – issued upon completion of construction, but no later than 30 days before the planned date of the first licensed introduction to the grid of electricity generated from the OWF or its part, confirming the 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);
- operating safety certificate – issued prior to the expiration date of the operating safety certificate, 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 no more than 5 years and requires renewal no earlier than 3 months before the expiration of the operating safety certificate).

Certificates are issued by so-called recognized organizations, a list of which is kept by the minister responsible for maritime affairs (currently the Minister of Infrastructure) – as of the date of this guide, the list includes the following entities: Polski Rejestr Statków S.A., Lloyd's Register Marine Polska sp. z o.o., RINA Poland, Bureau Veritas Polska, DNV and American Bureau of Shipping Poland sp. z o.o.

A recognized organization, to the extent necessary for the issuance of certificates, performs supervisory activities on compliance with the requirements set forth in the issued certificates for the OWF or its parts or set of equipment.

2.4. Construction Permit

The investor in possession of the final AIP and DEC can move on to the next stage necessary for the implementation of an investment involving the construction and operation of an OWF, which is obtaining a construction permit.

Construction work can only be started on the basis of a construction permit decision, unless a specific facility is included in the list of facilities, specified in Art. 29 of the Construction Law, which do not require a construction permit. Offshore wind farms are not listed in the aforementioned article, and furthermore, since they are classified as projects requiring an environmental impact assessment,

prowadzenia oceny oddziaływania na środowisko, to w celu ich realizacji obowiązkowo należy uzyskać pozwolenie na budowę¹¹⁹.

Organem administracji architektoniczno-budowlanej pierwszej instancji właściwym do wydania pozwolenia na budowę dla inwestycji polegającej na budowie MFV 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 ekonomicznej¹²⁰.

Przepisy precyzyjnie określają także właściwość miejscową organów administracji architektoniczno-budowlanej oraz nadzoru budowlanego w zależności od usytuowania inwestycji¹²¹, tj.:

- Wojewoda Zachodniopomorski oraz Zachodniopomorski Wojewódzki Inspektor Nadzoru Budowlanego są organami właściwymi w odniesieniu do morskich wód wewnętrznych, morza terytorialnego, strefy przyległej, wyłącznej strefy ekonomicznej, morskich portów i przystani oraz pasa nadbrzeżnego od linii wyznaczonej, na obszarach morskich, przebiegiem południka 16°41'56,70" długości geograficznej wschodniej, a następnie granicą województwa pomorskiego i zachodniopomorskiego, do zachodniej granicy państwa;
- Wojewoda Pomorski oraz Pomorski Wojewódzki Inspektor Nadzoru Budowlanego są organami właściwymi w odniesieniu do morskich wód wewnętrznych, morza terytorialnego, strefy przyległej, wyłącznej strefy ekonomicznej, morskich portów i przystani oraz pasa nadbrzeżnego od wschodniej granicy państwa do linii wyznaczonej, na obszarach morskich, przebiegiem południka 16°41'56,70" długości geograficznej wschodniej, a następnie granicą województwa pomorskiego i zachodniopomorskiego;
- W przypadku obiektów i robót budowlanych realizowanych na obydwu ww. obszarach właściwy jest wojewoda oraz Wojewódzki Inspektor Nadzoru Budowlanego, na którego obszarze właściwości znajduje się obszarowo większa część tego zamierzenia.

Co do zasady pozwolenie na budowę obejmuje całe zamierzenie budowlane, niemniej jednak nie ma obowiązku realizowania projektu inwestycyjnego w całości za jednym razem¹²². 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

¹¹⁹ Art. 29 ust. 6 Prawa budowlanego.

¹²⁰ Art. 82 ust. 3 pkt 1 Prawa budowlanego.

¹²¹ Art. 83c Prawa budowlanego.

¹²² Kosicki Arthur. Art. 33. W: *Prawo budowlane. Komentarz aktualizowany* [online]. System Informacji Prawnej LEX.

it is mandatory to obtain a construction permit for their implementation.¹¹⁹

The first-instance body of architectural and building administration competent to issue a construction permit for an investment project involving the construction of an OWF and connection infrastructure located at sea will be the provincial governor, who is the competent authority for objects and construction works located in the technical belt, sea ports and harbours, internal sea waters, territorial sea and the exclusive economic zone.¹²⁰

The regulations also precisely define the local jurisdiction of the authorities of architectural and construction administration and construction supervision, depending on the location of the investment,¹²¹ i.e.:

- Governor of the Zachodniopomorskie province and the Construction Supervision Inspector for the Zachodniopomorskie province are the competent authorities with respect to internal marine waters, the territorial sea, the contiguous zone, the exclusive economic zone, marine ports and harbours, and the coastal strip from the line determined, in marine areas, by the course of the meridian 16°41'56.70" east longitude, and then the border of the Pomorskie and Zachodniopomorskie provinces, to the western border of the state;
- Governor of the Pomorskie province and the Construction Supervision Inspector for the Zachodniopomorskie province are the competent authorities for internal marine waters, territorial sea, contiguous zone, exclusive economic zone, marine ports and harbours and the coastal strip from the eastern border of the state to the line determined, in marine areas, by the course of the meridian 16°41'56,70" east longitude, and then the border of the Pomorskie and Zachodniopomorskie provinces, to the western border of the state;
- In the case of facilities and construction works carried out in both of the aforementioned areas, the competent authority is the provincial governor and the Provincial Construction Supervision Inspector, in whose area of jurisdiction the greater part of this project is located.

As a rule, the construction permit covers the entire construction project, nevertheless there is no obligation to implement the investment project in its entirety at once.¹²² This is because the Construction Law allows, under certain conditions, the possibility of staging and dividing the project into parts. The possibility of staging arises when the construction project includes more than one object. However, an investor deciding to divide a project must bear in mind that a construction permit may apply to an object or set of objects that can function independently in

¹¹⁹ Art. 29(6) of the Construction Law.

¹²⁰ Art. 82(3)(1) of the Construction Law.

¹²¹ Art. 83c of the Construction Law.

¹²² Kosicki Arthur. Art. 33 In: *Construction Law. Commentary updated* [online]. LEX Legal Information System.

mogą funkcjonować samodzielnie zgodnie z ich przeznaczeniem¹²³. Etapowanie zamierzenia budowlanego następuje wyłącznie na wyraźny wniosek inwestora, który składając wniosek o wydanie pozwolenia na budowę, określa, na czym ma polegać planowane zamierzenie budowlane¹²⁴.

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 PSZW¹²⁵. W przypadku oświadczenia mogą powstać pewne wątpliwości interpretacyjne, bowiem nie można uznać, że obszar morski wyłącznej strefy ekonomicznej, na którym zostanie zlokalizowana MFW, stanowi nieruchomość w rozumieniu Kodeksu cywilnego¹²⁶. 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 budowlane*¹²⁷.

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 zapewnią mają

¹²³ Art. 33 ust. 1 Prawa budowlanego.

¹²⁴ Kosicki Artur. Art. 33. W: *Prawo budowlane. Komentarz...* op. cit.

¹²⁵ Art. 33 ust. 2 Prawa budowlanego.

¹²⁶ Art. 45 ustawy z 23 kwietnia 1964 r. Kodeks cywilny (t.j. Dz.U. z 2020 r., poz. 1740 z późn. zm.).

¹²⁷ 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.

accordance with their purpose.¹²³ Staging of a construction project occurs only at the express request of the investor, who, when applying for a construction permit, specifies what the planned construction project is to consist of.¹²⁴

The investor, together with the application for a construction permit, attaches a plot or land development project and an architectural and construction project (along with all permits, agreements and opinions required by special regulations). In addition, the investor attaches a statement on the right to dispose of the property for construction purposes and the AIP.¹²⁵ Certain interpretation doubts may arise in relation to the statement, because it cannot be concluded that the maritime area of the exclusive economic zone where the OWF will be located constitutes real estate within the meaning of the Civil Code.¹²⁶ According to Art. 46 paragraph 1 of the Civil Code, real estate is a part 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 a separate object of ownership from the land.

The Ministry of Development, in response to an MP's interpellation on the above-described problem, indicated that, making a purposive interpretation of the Construction Law and the AMA, it should be stated that the permit for the erection or use of artificial islands, structures and devices in Polish maritime areas: *constitutes the only basis for the disposal of the maritime area for the purposes of the construction of an offshore wind farm, and the entity planning such an investment, which obtained the permit in question, is entitled to submit, as part of the procedure for obtaining a construction permit, a statement on the right to dispose of the property for construction purposes*.¹²⁷

If the construction project is complete, has all the necessary opinions and agreements, complies with the regulations (including technical and building regulations), complies with the arrangements contained in the AIP, the architectural and building administration body issues a decision regarding the construction permit.

As a rule, architectural and building administration authorities have 65 days to issue a construction permit decision, but in the case of offshore wind farms, special solutions provided for in the OWF Act apply. In order to speed up the construction and commencement of operation of offshore wind farms, the OWF Act introduces several solutions to ensure that offshore wind farm proceedings are conducted

¹²³ Art. 33(1) of the Construction Law.

¹²⁴ Kosicki Arthur. Art. 33 In: *Construction Law. Commentary...* op. cit.

¹²⁵ Art. 33(2) of the Construction Law.

¹²⁶ Art. 45 of the Civil Code of 23 April 1964 (i.e., Journal of Laws 2020, item 1740, as amended).

¹²⁷ Response of the Undersecretary of State at the Ministry of Infrastructure and Development – under the authority of the Minister – dated June 20, 2014, to Interrogatory No. 26476 on the conditions for obtaining a construction permit for offshore wind farms.

sprawne przeprowadzenie postępowań dotyczących MFW. Do postępowań tych ustawa zalicza m.in. postępowania w przedmiocie wydania pozwolenia na budowę.

Pozwolenie na budowę wydane w celu realizacji inwestycji polegającej na budowie oraz utrzymywaniu 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 wpływu¹²⁸.

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 wygasa¹²⁹. 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 ekonomicznej¹³⁰.

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 morskiej¹³¹. Wydanie pozwolenia oraz uzgodnienia

¹²⁸ Art. 76 ust. 2 oraz ust. 5 Ustawy MFW.

¹²⁹ Art. 37 ust. 1 Prawa budowlanego.

¹³⁰ Art. 26 ust. 1 oraz art. 27 ust. 1 UOM.

¹³¹ Ibidem, art. 26 ust. 2 oraz art. 27 ust. 1.

efficiently. These proceedings include, among others, proceedings for the issuance of a construction permit.

A construction permit issued for an investment project involving the construction and maintenance of an OWF shall be issued within 90 days from the date of application for such a decision, while the time limit for consideration of an appeal is 60 days from the date of its receipt.¹²⁸

Moreover, in proceedings before a higher-tier authority and before an administrative court, such a construction permit cannot be revoked in its entirety or declared invalid in its entirety, when only a part of the decision concerning a part of the OWF investment with a set of power derivation facilities is defective.

A construction permit issued for an OWF is additionally subject to immediate enforcement.

If within 3 years from the date on which the construction permit became final, construction has not been started or if construction has been interrupted for more than 3 years, the construction permit decision shall expire.¹²⁹ The expiry of the deadline in question nullifies the permit and the rights therein. If the investor would like to continue the project, it will be forced to obtain a new construction permit.

In addition, if within 3 years from the date on which the decision on the construction permit became final, the construction of the artificial island, structures and equipment is not commenced, the authority that issued the AIP shall, by decision, declare the expiration of the permit as well.

2.5. Transmission infrastructure

The laying and maintenance of submarine cables which are part of the connection infrastructure connecting an OWF to the onshore grid infrastructure and allowing the transmission of electricity generated at sea to the national power grid requires a separate permit for cables located in the areas of internal waters and territorial sea and a separate agreement issued by way of a decision for cables located in the exclusive economic zone.¹³⁰

The authority competent to issue a permit for cables located in the area of internal sea waters and territorial sea is the territorially competent director of the maritime office, while for cables in the exclusive economic zone – the minister competent for maritime economy.¹³¹ The issuance of the permit and agreements is preceded by an opinion procedure

¹²⁸ Article 76 (2) and (5) of the IMF Act.

¹²⁹ Article 37(1) of the Construction Law.

¹³⁰ Art. 26 (1) and Art. 27 (1) of the AMA.

¹³¹ Ibid, Art. 26(2) and 27(1).

poprzedzone jest procedurą opiniowania przez ministrów właściwych do spraw: energii, gospodarki, klimatu, kultury i ochrony dziedzictwa narodowego, rybołówstwa, środowiska, 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 opiniowania 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)¹³².

Co istotne, dla uzyskania pozwolenia oraz uzgodnienia konieczne jest uprzednie uzyskanie przez wnioskodawcę wstępnych warunków przyłączenia albo warunków 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 oraz uzgodnienie wygasną, jeżeli inwestor od uzyskania przez nie przymiotu ostateczności w terminie 10 lat nie rozpocznie układania kabli albo w terminie 15 lat nie zostanie podjęte ich wykorzystywanie. Stwierdzenie wygaśnięcia następuje w drodze decyzji¹³³.

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 przedsięwzięcia¹³⁴.

Wśród różnic pomiędzy pozwoleniem na układanie i utrzymywanie kabli na obszarach morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego a uzgodnieniem w przedmiocie lokalizacji oraz sposobów utrzymywania kabli na obszarze wyłącznej strefy ekonomicznej wskazać można dodatkowy

by the ministers responsible for energy, economy, climate, culture and protection of national heritage, fisheries, environment, water management, internal affairs and the Minister of National Defence, and in the case of a set of power evacuation equipment, as defined in the OWF Act, also by the Head of the Internal Security Agency. In addition, the opinion procedure for cables located in the areas of internal marine waters and the territorial sea involves the competent mayor, mayor or city mayor (if the cable is expected to run on the land section).¹³²

Importantly, in order to obtain a permit, as well as an agreement, it is necessary for the applicant to first obtain either preliminary connection conditions or connection conditions or a grid connection agreement for the OWF from which the power will be evacuated by means of a set of power evacuation devices.

Both the permit and the agreement establish the location of the cables and the methods/conditions for their maintenance. The permit and agreement are issued for a period from the date on which the decision became final, until the expiry of 30 years from the date on which the use of the OWF, from which power is evacuated by means of this set of equipment, began (after the expiry of this period there is a possibility of renewal for a period of up to 20 years).

As in the case of the AIP, the legislator conditions preserving the validity of the permit and the agreement upon taking further steps to bring the application-covered investment projects to fruition. The permit and agreement will expire if the investor does not start laying cables within 10 years after they become final, or their use is not undertaken within 15 years. Expiration shall be declared by decision.¹³³

In the case of a permit and agreement for the laying and maintenance of cables, certain provisions governing the issuance of AIPs will apply accordingly. These include provisions defining the principles of the opinion procedure, the grounds for refusal to issue a permit and agreement, the mandatory elements of both decisions or the content and form of applications initiating proceedings. On the other hand, in the case of permits for transmission infrastructure, an additional fee of 1% of the value of the planned project is not paid.¹³⁴

The differences between a permit to lay and maintain cables in the areas of internal waters and the territorial sea, and an agreement on the location and means of maintaining cables in the exclusive economic zone include an additional requirement of the agreement not to obstruct the exercise of

¹³² Ibidem, art. 26 ust. 2 oraz art. 27 ust. 1.

¹³³ Ibidem, art. 26 ust. 5-6 oraz art. 27 ust. 1a.

¹³⁴ Ibidem, art. 26 ust. 4 oraz art. 27 ust. 1a.

¹³² Ibid, Art. 26(2) and 27(1).

¹³³ Ibid, Art. 26(5-6) and 27(1a).

¹³⁴ Ibid, Art. 26(4) and 27(1a).

warunek w przypadku uzgodnienia, jakim jest nieutrudnianie wykonywania praw Rzeczypospolitej w wyłącznej strefie ekonomicznej.

the rights of the Republic of Poland related to the exclusive economic zone.

W Iberdrola dostrzegamy ogromny potencjał polskiego rynku energii odnawialnej. Kraj ma plany transformacji energetycznej i to przesunięcie w kierunku niskiej emisji powoli ma miejsce. Zakładamy, że Polska będzie krajem, w którym będziemy się silnie rozwijać w nadchodzących latach. Chcemy być kluczowym graczem w energetyce odnawialnej, ze znaczącym udziałem w zainstalowanej mocy.

Unia Europejska postawiła sobie ambitny cel osiągnięcia mocy zainstalowanej w energetyce wiatrowej na poziomie 500 GW do 2030 r. Polska jako członek UE z pewnością podąża za tym wiatrem zmian. Polityka państwa jasno pokazuje, że energia wiatrowa jest kluczowym filarem procesu dekarbonizacji kraju.

Widzimy gotowość polskiego rządu do przyspieszenia rozwoju rynku energii odnawialnej. To pozytywny, zachęcający sygnał dla inwestorów.

Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej szacuje, że do 2030 r. Polska może osiągnąć od 12,7 GW do 18 GW mocy zainstalowanej w lądowej energetyce wiatrowej. Najbardziej optymistyczny scenariusz zakłada, że w 2040 r. moc zainstalowana w lądowej energetyce wiatrowej w Polsce osiągnie 36 GW.

Potencjał ten jest imponujący, ale bez odpowiednich zmian prawnych i inwestycji może nie zostać w pełni wykorzystany i to raczej nie w ciągu najbliższych dwóch dekad. Do stworzenia stabilnych warunków inwestycyjnych potrzebne są przejrzyste regulacje i uproszczone procedury.

Łatwiejszy dostęp elektrowni odnawialnych do sieci energetycznej jest kluczowym czynnikiem wspierającym realizację nowych inwestycji przez firmy energetyczne i ich długofalowe zaangażowanie na każdym rynku. Uważam, że dla zapewnienia dostępu do sieci dla nowych projektów OZE w Polsce konieczna jest poprawa przejrzystości procesu alokacji mocy przyłączeniowej i informowanie o kolejce obiektów oczekujących na przyłączenie, a także usprawnienie rozstrzygania sporów i stopniowe eliminowanie problemu blokowania mocy przyłączeniowej przez niezrealizowane projekty inwestycyjne.

Istotnym utrudnieniem jest rosnąca liczba odmów przyłączenia odnawialnych źródeł energii do sieci. Dlatego dynamiczny rozwój nowoczesnej sieci będzie bardzo ważny nie tylko dla sektora lądowego, ale też dla całej transformacji energetycznej kraju. Oczywiście jest to duże wyzwanie, które wymaga nowych rozwiązań i wielu inwestycji. Uważam, że aby poprawić sytuację, wszystkie zainteresowane strony, w tym państwo, powinny pracować nad usunięciem tej przeszkody.

Uproszczenie procedur administracyjnych dla rozwoju lądowych i morskich farm wiatrowych jest konieczne, aby przyspieszyć realizację projektów. Obecnie proces przygotowawczy trwa kilka lat, znacznie dłużej niż budowa.

Uważam również, że „Polityka energetyczna Polski do 2040 r.” wymaga aktualizacji, aby zapewnić ambitne cele w zakresie produkcji energii elektrycznej z OZE, w tym z lądowej i morskiej energetyki wiatrowej.



Alejandro Rodríguez Anguita

**Dyrektor krajowy, Iberdrola Renewables
Polska**

*Country Director, Iberdrola Renewables
Poland*

At Iberdrola, we see huge potential in the Polish renewable energy market. The country has plans for an energy transition and this shift towards low emissions is slowly taking place. We assume that Poland will be a country where we will grow strongly in the coming years. We want to be a key player in the renewable energy sector, with a significant share of installed capacity.

The European Union has set an ambitious goal of reaching 500 GW of installed wind power capacity by 2030. Poland, as a member of the EU, is certainly following this wind of change. The country's policy clearly shows that wind energy is a key pillar of the country's decarbonization process.

We see the Polish government's readiness to accelerate the development of the renewable energy market. This is a positive and encouraging signal for investors.

The Polish Wind Energy Association estimates that Poland could reach between 12.7 GW and 18 GW of onshore wind power capacity by 2030. The most optimistic scenario assumes that Poland's onshore wind power installed capacity will reach 36 GW in 2040.

The potential is impressive, but without the right regulatory changes and investments it might not be fully achieved, at least not likely in the next two decades. Clear regulations and simplified procedures are required to create a stable investment environment.

Easier access of renewable power plants to the grid is a key factor in supporting the implementation of new investments by power companies and their long-term commitment in any market. I believe that in order to ensure grid access for new RES projects in Poland, it is necessary to improve the transparency of the connection capacity allocation process and provide information about the queue of facilities waiting to be connected, as well as to improve dispute resolution and gradually eliminate the problem of blocking connection capacity by unrealized investment projects.

A significant impediment is the growing number of refusals to connect renewable energy sources to the grid. Therefore, the dynamic development of a modern grid will be very important not only for the onshore sector, but for the entire energy transition of the country. Of course, this is a major challenge that requires new solutions and a lot of investment. I believe that to improve the situation, all stakeholders, including the state, should work to remove this obstacle.

Simplification of administrative procedures for the development of onshore and offshore wind farms is necessary to speed up project implementation. Currently, the preparatory process takes several years, much longer than construction.

I also believe that "Poland's Energy Policy until 2040" needs to be updated to ensure ambitious targets for electricity generation from RES, including onshore and offshore wind power.

3.1. Terminy i moce

Przedmiotem aukcji jest uzyskanie prawa do pokrycia ujemnego salda dla energii elektrycznej wytworzonej w MFW i wprowadzonej do sieci przez wytwórców. Organizacja aukcji, a w tym ich ogłoszenie i przeprowadzenie, zostało powierzone Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki. 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 i w odniesieniu do następującego maksymalnego wolumenu mocy zainstalowanej elektrycznej MFW:

- 2025 r. – 4 GW;
- 2027 r. – 4 GW;
- 2029 r. – 2 GW;
- 2031 r. – 2 GW;

co daje łącznie 12 GW, przy czym, jeśli w danym roku aukcyjnym wygrane oferty nie wyczerpały całego oferowanego wolumenu mocy zainstalowanej elektrycznej, wówczas zaistniała różnica powiększa wolumen mocy, dla której prawo do pokrycia ujemnego salda może zostać przyznane w drodze kolejnej aukcji;

- 2032 r. – przy czym aukcja ta zostanie przeprowadzona w przypadku, gdy nie wykorzystano w całości wolumenu mocy oferowanego w 2031 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 2033 r., jeśli w drodze rozporządzenia decyzję o ich przeprowadzeniu podejmie Rada Ministrów. Ponadto Rada Ministrów w przypadkach określonych w Ustawie MFW, w drodze rozporządzenia, może obniżyć wielkość maksymalnej mocy elektrycznej MFW przewidzianej na aukcje w latach 2025, 2027, 2029 i 2031.

Zagwarantowanie przeprowadzenia aukcji w określonych terminach wraz ze wskazaniem maksymalnych wolumenów mocy zainstalowanej elektrycznej MFW, dla których może zostać przyznane wsparcie, ma zachęcić inwestorów do podejmowania decyzji inwestycyjnych.

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 zainstalowanej elektrycznej MFW lub (ii) równoważnej gwarancji bankowej lub ubezpieczeniowej.

3.1. Deadlines and capacities

The objective of the auction is to obtain the right to cover the negative balance for electricity generated in the OWF and fed into the grid by generators. The organization of the auctions, including their announcement and conduct, was entrusted to the President of the Energy Regulatory Office. The dates for holding auctions in the first period have been set top-down, as well as the maximum total installed capacity of OWFs that may be granted the right to cover the negative balance. The auctions will be held in the following years and for the following maximum volume of installed OWF electrical capacity:

- 2025 – 4 GW;
- 2027 – 4 GW;
- 2029 – 2 GW;
- 2031 – 2 GW;

totalling at 12 GW, with the understanding that if, in a given auction year, the winning bids have not exhausted the entire volume of installed electrical capacity offered, then the difference that has occurred increases the volume of capacity for which the right to cover the negative balance can be granted through the next auction;

- 2032 – with the auction to be held if the capacity volume offered in 2031 has not been used in full, and if the unused capacity volume is at least 500 MW.

At the same time, it is predicted that auctions may also be held in years other than those indicated above, starting from 2033, if the Council of Ministers decides to hold them by way of a decree. In addition, the Council of Ministers, in the cases specified in the OWF act, by way of a decree, may reduce the size of the maximum OWF electric capacity to be auctioned in 2025, 2027, 2029 and 2031.

Guaranteeing that auctions will be held on specific dates, along with an indication of the maximum volumes of installed OWF electric capacity for which support may be granted, is expected to encourage investors to make investment decisions.

3.2. Application contents and admission to the auction

Ready-to-build offshore wind projects can participate in an auction if they:

- have a certificate of admission to the auction and
- have established collateral in the form of (i) a security deposit in the amount of PLN 60 (approximately EUR 14) per kW of installed OWF electrical capacity, or (ii) an equivalent bank or insurance guarantee.

Uzyskanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji poprzedza procedura prekwalifikacji 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 MFW.

Ponadto wniosek o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji powinien:

- wskazywać lokalizację i moc zainstalowaną elektryczną MFW;
- miejsce albo miejsca przyłączenia MFW do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej;
- zawierać 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 prekwalifikacji 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. Ogłoszenie o aukcji zawiera m.in.: maksymalną łączną moc zainstalowaną elektryczną MFW, w odniesieniu do których może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze aukcji, oraz informację o maksymalnej dostępnej łącznej mocy zainstalowanej dla miejsc przyłączenia lub grupy miejsc przyłączenia do sieci.

Aukcji nie przeprowadza się, jeżeli przed terminem aukcji nie wydano co najmniej trzech zaświadczeń o dopuszczeniu do

Obtaining a certificate of admission to the auction is preceded by a prequalification procedure conducted by the President of the Energy Regulatory Office. Investors should demonstrate having facilities ready for construction, i.e., meeting the following criteria:

- the project has obtained either preliminary connection conditions or a concluded connection agreement;
- the project has a valid permit for the erection or use of artificial islands, structures and devices in Polish maritime areas;
- the project has an environmental decision;
- a material and financial schedule covering the construction of an OWF with a set of power evacuation facilities, ensuring the generation and introduction of electricity from the OWF into the grid has been submitted;
- a supply chain plan for materials and services is attached;
- collateral has been established;
- a wiring diagram (single-line) of the OWF and the power evacuation equipment assembly has been submitted, and
- a map has been submitted confirming that the location of the wind farm corresponds to the boundaries of the area specified in Annexes 1 or 2 to the OWF Act.

In addition, the application for a certificate of admission to the auction should:

- indicate the location and installed electrical capacity of the OWF;
- indicate point or points of connection of the OWF to the transmission or distribution system;
- include a completed form of information necessary to apply for public aid, together with financial statements for the last 3 fiscal years, as well as the original or a certified copy of a document certifying the authority of the person signing the application to act on behalf of the generator.

After meeting the prequalification criteria, the President of the Energy Regulatory Office issues a certificate of admission to the auction within 45 days. This certificate remains valid for 36 months from its issuance.

3.3. Auction procedure and results

The date of the auction shall be announced by the President of the Energy Regulatory Office no later than 6 months before the date of the auction. The auction announcement shall include, among other things, the maximum total installed electrical capacity of OWFs for which the right to cover the negative balance may be awarded by auction, and information on the maximum available total installed capacity for connection sites, or a group of grid connection sites.

The auction shall not be held if at least three certificates of admission to the auction have not been issued before the

aukcji. Na tej samej zasadzie aukcji nie rozstrzyga się, jeżeli zostały złożone mniej niż 3 ważne oferty.

Ze względu na ograniczoną podaż projektów, wszystkie MFW, niezależnie od ich parametrów technicznych, rywalizować będą w jednym koszyku aukcyjnym. Licytujący składa ofertę wskazującą m.in.:

- szacunkową ilość energii elektrycznej wyrażoną w MWh, z rozbiem na kolejne następujące po sobie lata, jaką wytwórca planuje wytworzyć w MFW i wprowadzić do sieci w celu uzyskania pokrycia ujemnego salda;
- cenę wyrażoną w PLN/MWh, po której licytujący zgadza się rozliczać energię elektryczną na podstawie kontraktu różnicowego, nie wyższą jednak niż cenę maksymalną, określoną w stosownym rozporządzeniu ministra właściwego ds. klimatu;
- miejsce przyłączenia MFW do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej.

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 w przypadku, gdy łączna moc projektów biorących udział w danej aukcji nie przekracza łącznej mocy zainstalowanej dla danego miejsca/grupy miejsc przyłączenia.

W odniesieniu do drugiego z ww. pułapów Ustawa MFW przewiduje jednak możliwość zastosowania wyjątków, które pozwolą na maksymalizację udzielanego wsparcia. Chodzi o mechanizm regulujący sytuację, w której następna w kolejności oferta z najniższą ceną energii elektrycznej przekracza (o nie więcej niż 500 MW) pozostałą do wykorzystania moc zainstalowaną elektryczną objętą aukcją, ale nie przekracza mocy zainstalowanej elektrycznej w danym miejscu/grupie miejsc przyłączenia. 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

aukcji. Under the same principle, the auction shall not be held if less than three valid bids have been submitted.

Due to the limited supply of projects, all OWFs, regardless of their technical parameters, will compete within one auction basket. The bidder submits a bid indicating, among other things:

- the estimated amount of electricity, expressed in MWh, broken down into consecutive years, that the generator plans to generate at the OWF and feed into the grid to cover the negative balance;
- the price expressed in PLN/MWh at which the bidder agrees to bill electricity under the contract for difference, but not higher than the maximum price specified in the relevant regulation of the Minister of Climate Affairs;
- the point of connection of the OWF to the transmission or distribution system.

Support is granted to generators offering the lowest price for electricity generated at the OWF. If several bidders offer the same lowest price for electricity, the order of the bids submitted is decisive. The bids of the winning generators may not collectively exceed 100% of the total installed OWF electrical capacity specified in the auction announcement for a given connection site or group of connection sites and 90% of the total installed OWF electrical capacity 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 if the total capacity of projects participating in a given auction, does not exceed the total installed capacity for a given connection site/group of connection sites.

However, with regard to the second of the aforementioned ceilings, the OWF Act provides for the possibility of exceptions to maximize the support provided. This refers to the mechanism regulating the situation in which the next highest bid with the lowest electricity price exceeds (by no more than 500 MW) the remaining installed electrical capacity covered by the auction, but does not exceed the installed electrical capacity of a given site/group of connection sites. With the combined fulfilment 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 planned for the auction. Then, the amount of installed capacity by which the auction limit has been exceeded reduces the maximum installed electrical capacity for which the right to cover the negative balance can be obtained during the next auction.

After closing the auction session, the President of the Energy Regulatory Office shall immediately disclose and update on its website information about:

- 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 indi-

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.

vidual OWFs covered by those bids, and the planned dates of first electricity generation, or about

- the reasons for cancellation of the auction.

The auction can be cancelled only if all bids were rejected or the auction could not be held for technical reasons.

Ujarzmienie potencjału bałtyckiego wiatru, obliczanego dla Polski na ok. 30 GW, to nie jest rywalizacja deweloperów i przyszłych operatorów morskich farm wiatrowych o to, kto zbuduje pierwszy i kto zbuduje więcej. To przede wszystkim poważna gra o to, by morską energetyką wiatrową w największym możliwym zakresie zastąpiła we właściwym czasie stopniowo wyłączane i nieefektywne bloki węglowe, bez których może po prostu zabraknąć prądu.

Każda ze spółek przygotowujących się do budowy morskich farm wiatrowych realizuje w tym zakresie swoje strategiczne cele, ale cele krajowej transformacji energetycznej możemy osiągnąć tylko wspólnie. Łączna liczba gigawatów mocy wybudowanych w polskiej części Morza Bałtyckiego jeszcze w tej dekadzie pozwoli w znacznej mierze uniknąć problemu tzw. luki generacyjnej.

W przypadku najbardziej zaawansowanego z projektów offshore wind w portfolio Grupy PGE i jednocześnie największego projektu I fazy – morskiej farmy wiatrowej Baltica 2 o mocy niemal 1,5 GW, którą budujemy razem z Ørsted – mamy już zakontraktowane wszystkie komponenty niezbędne do budowy, a także wszystkie usługi instalacyjne. Jako inwestorów czeka nas jeszcze podjęcie ostatecznej decyzji inwestycyjnej, co powinno się wydarzyć w tym roku. Na Bałtyku, który stanie się wielkim placem budowy, rozpoczną się prace instalacyjne. Równolegle postępować będzie budowa lądowej infrastruktury przyłączeniowej. W tym roku wybierzemy ponadto generalnego wykonawcę naszej bazy O&M w Ustce, tak aby od nowego roku móc w tamtejszym porcie rozpocząć budowę potrzebnej nam infrastruktury serwisowej.

Do 2030, według założeń strategicznych, PGE wybuduje 2,5 GW mocy zainstalowanych na morzu. To ponad 40% wszystkich mocy, które mają zostać wybudowane na naszym morzu do 2030 r., w ramach tzw. I fazy rozwoju offshore wind w Polsce. A na początku nowej dekady dołożymy kolejne 0,9 GW poprzez projekt Baltica 1, dla którego prowadzony jest obecnie zaawansowany zestaw badań. W kolejnych latach możliwe będzie budowanie kolejnych mocy wytwórczych – uzyskane niedawno nowe lokalizacje na Morzu Bałtyckim dają Grupie PGE ponad 3,9 GW potencjału do wykorzystania.

Każda z farm wiatrowych na Bałtyku to skomplikowana układanka w niezwykle wymagających warunkach. Zakłócenia łańcuchów dostaw, eskalacja kosztów technologii i usług, inflacja i wysokie stopy procentowe, będące m.in. efektem agresji Rosji na Ukrainę, znacząco skomplikowały procesy inwestycyjne w sektorze offshore wind w Polsce i na świecie. Morska energetyka wiatrowa wymaga determinacji i konsekwencji oraz dyscypliny czasowej. Mimo trudności dotyczących branży wraz z naszym partnerem „dopieliśmy” w terminie kontraktację dla największego z projektów I fazy. Niedługo przejdzie on z fazy rozwoju do spektakularnej fazy fizycznej budowy.



Bartosz Fedurek

Prezes zarządu PGE Baltica
*President of the Management Board at
PGE Baltica*

Harnessing the potential of Baltic wind, calculated for Poland at around 30 GW, is not a competition between developers and future operators of offshore wind farms over who will build first and who will build more. It's first and foremost a serious game about ensuring that offshore wind power, to the greatest extent possible, will in due course replace the phased-out, and inefficient coal-fired units, without which there may simply be a shortage of power.

Each of the companies preparing to build offshore wind farms is pursuing its strategic goals in this regard, but we can only achieve the goals of the national energy transition together. The total number of gigawatts of capacity built in the Polish part of the Baltic Sea later this decade will largely avoid the problem of

the so-called generation gap.

In the case of the most advanced of the offshore wind projects in the PGE Group's portfolio and at the same time the largest Phase I project – the Baltica 2 offshore wind farm with a capacity of almost 1.5 GW, which we are building together with Ørsted – we have already contracted all components necessary for construction, as well as all installation services. As investors, we are yet to make a final investment decision, which should happen this year. Installation work will begin on the Baltic, which will become a huge construction site. In parallel, the construction of the onshore connection infrastructure will proceed. In addition, this year we will select a general contractor for our O&M base in Ustka, so that from the new year we can start building the service infrastructure we need in the port there.

By 2030, according to strategic assumptions, PGE will build 2.5 GW of offshore capacity. That's more than 40% of the total capacity to be built at our sea by 2030, as part of the so-called I phase of offshore wind development in Poland. And at the beginning of the new decade, we will add another 0.9 GW through the Baltica 1 project, for which an advanced set of studies is currently underway. In the years to come, it will be possible to build more generating capacity – the recently obtained new locations in the Baltic Sea give the PGE Group more than 3.9 GW of potential to exploit.

Each offshore wind farm in the Baltic Sea is a complex development under extremely challenging conditions. Disrupted supply chains, escalating technology and service costs, inflation and high interest rates, a result of Russia's aggression against Ukraine, among others, have significantly complicated investment processes in the offshore wind sector in Poland and around the world. Offshore wind power requires determination and consistency, as well as time discipline. Despite the difficulties affecting the industry, together with our partner, we "topped off" the contracting for the largest of the Phase I projects on time. It will soon move from the development phase to the spectacular physical construction phase.

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.

4 Budowa i eksploatacja MFW

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 wytwarzanie 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 II).

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 do 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 tys. PLN/MW i została określona w rozporządzeniu Rady Ministrów z 12 października 2021 r. w sprawie opłaty koncesyjnej¹³⁵.

¹³⁵ Dz.U. z 2021 r., poz. 1938.

Within 60 days from the date of receipt of information on auction results, the generator whose bid won the auction shall provide the President of the Energy Regulatory Office with a financial analysis of the OWF investment project, verified by an auditor, with an indication of the expected internal rate of return on this investment.

OWF construction and operation

4.1. Power generation concession

The generation and supply of electricity into the grid must be done on the basis of a concession for electricity 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 facilities (more on obtaining a concession and its promise in Part II).

In the case of OWFs, it is worth noting that when submitting an application for a concession to generate electricity in an OWF, and then throughout the entire period of support, the generator is obliged to regularly, i.e., once a year, notify the President of the Energy Regulatory Office that investment support has not been granted, or to provide the value of this support and recalculate the adjusted price accordingly. There is a criminal sanction for making a false statement, and additionally an administrative fine for failure to timely submit the required statements to the President of the Energy Regulatory Office.

The obligation to pay an additional concession fee is also an important consideration under an OWF concession. OWFs are not subject to property tax, the payment of which is mandatory for onshore RES technologies. For this reason, the legislature has provided for provisions imposing an additional concession fee on offshore generators.

The fee shall be paid together with the existing concession fee calculated in accordance with Art. 34(2) of the Energy Law.

The basis for the additional fee is the installed capacity of a given OWF, and is calculated as the product of the OWF's installed electrical capacity expressed in MW and the relevant coefficient specified in the implementing regulations issued under Art. 34(6) of the Energy Law.

The amount of the coefficient in question is currently PLN 23,000/MW and is stipulated in the Regulation of the Council of Ministers' Decree of 12 October 2021 on the concession fee.¹³⁵

¹³⁵ Journal of Laws 2021, item 1938.

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 (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 I 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 następujące 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 II 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

4.2. Energy sales

The primary obligation of a generator who has obtained a decision of the President of the Energy Regulatory Office to grant the right to cover the negative balance (I phase of the support system) or has won an auction for the sale of electricity (II phase of the support system) is to generate electricity at the OWF and then feed it into the grid for the first time within 7 years, accordingly, from the date of issuance by the President of the Energy Regulatory Office 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 hold a concession to generate electricity.

It is also possible to extend the deadline for meeting the above obligation. With regard to I phase of the support system, a generator may apply to the President of the Energy Regulatory Office for an extension of the seven-year deadline for the first generation of electricity, in the following situations:

- force majeure, construed as an event or series of events, not attributable to the manufacturer, 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 implementation of the connection agreement by the period of delay by which such operator violated the schedule;
- third-party event, act or omission, resulting from circumstances not attributable to the manufacturer.

The generator is required to submit the application for extension of deadlines with an attached, among other things, bank or insurance guarantee, the validity of which exceeds the period necessary for the implementation of the project as a result of the delays by 3 months (if the application relates to a facility for which security in the form of a bank or insurance guarantee has been established). Deadlines shall be extended by the time necessary for the implementation of the project, not exceeding the period indicated in the application and the time of delays caused by the above-mentioned events and their consequences.

An analogous possibility is also provided for generators benefiting from II phase of the support system. A generator whose bid won the auction may apply to the ERO President for permission to extend the seven-year deadline for the first generation and introduction of electricity to the grid.

Failure to generate electricity prior to the deadlines to which a given generator has committed does not result in a total loss of support. In such a situation, the right to cover the negative balance shall be vested in the generator who, no later than 12 months prior to the expiry of the above deadlines, informs the President of the Energy Regulatory Office of the inability to meet the obligation to generate and

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 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.

inject electricity into the grid within the specified deadlines. Then, within 24 months of the expiry of these deadlines, such a generator should generate and feed electricity into the grid. In such a case, support will be granted only for the amount of electricity resulting from that part of the OWF's installed electrical capacity for which the generator has obtained a concession.

If the generator fails to meet its obligation to generate electricity within the statutory deadlines, taking into account their extension, the deposit shall be forfeited to the President of the Energy Regulatory Office, or the President of the Energy Regulatory Office shall exercise a bank or insurance guarantee for the amount corresponding to that part of the installed capacity of the OWF for which the generator failed to obtain a concession to generate electricity on time – unless the generator proves that the failure to meet the obligation was due to circumstances not attributable to the generator.



Morska energetyka wiatrowa
Uwarunkowania i perspektywy biznesowe

Offshore wind energy
Business conditions and perspectives

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 są 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

1.1. Capital expenditures

The capital expenditures incurred in the construction of offshore wind farms (hereinafter 'OWF') are naturally higher than those for onshore power plants. This is primarily due to the difficulties associated with the transport and construction of the sites, as well as the higher capital intensity of the investment in turbines employed offshore, which have a significantly greater capacity than the turbines serving onshore wind farms.

In the first phase of the investment, the so-called DEVEX (*development expenses*) are incurred, which primarily relate to project preparation. At this stage, the investor incurs costs associated with a seabed survey, development of design and engineering assumptions, engineering consultancy for electrical systems, obtaining permits for onshore work, legal services (including support for land title agreements), environmental studies and technical expertise, construction feasibility study for O&M, and costs for architectural services. Locally incurred costs include, among others, connection fees to the grid operator and fees for issuing permits for the construction and erection or use of artificial islands, structures and devices in Polish maritime areas.

The next stage is the actual construction of the OWF. This involves CAPEX (*capital expenditures*), which refers to such expenditures as foundations, wind turbines (purchase, delivery, installation), power evacuation equipment (including an offshore and onshore substation, internal submarine cables, cable line to the onshore substation), installations (intermediate platforms, service port and installation port, installation activities).

The OWF installation process is divided into the following stages:

- Preliminary and research processes
- Installation of foundations
- Installation of an offshore substation
- Cabling installation

It can be divided into two stages – the stage of laying marine and onshore cables.

- Wind turbine installation and commissioning
- Construction of an onshore substation
- Construction of an operating base

Tabela 13. Udział poszczególnych kategorii CAPEX-owych w budowie MFW w Polsce

Element / Element	Udział % / Share %
Turbiny / Turbines	51
Fundamenty / Foundations	14
Sieci kablowe / Cabling	12
Morska stacja transformatorowa / Offshore transformer station	7
Prace lądowe (w tym lądowa stacja) / Onshore works (including an onshore estimates)	5
Instalacja / Installing	11
SUMA / Total	100

Źródło: Baker Tilly TPA na podstawie Planów Łańcucha Dostaw MFW udostępnionych przez URE

Table 13. Share of individual CAPEX categories in the OWF construction in Poland

Source: Baker Tilly TPA based on IMF Supply Chain Plans provided by ERO

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 9,55 MW/km².

W kontekście nakładów ponoszonych na zakup turbin obserwuje się ich odwrotną proporcjonalność do mocy zainstalowanej. Im większa moc instalowanej turbiny, tym niższa wysokość poniesionych nakładów w przeliczeniu na 1 MW.

The table presents a modelled breakdown of the aforementioned categories within the total capital expenditures incurred. The data shown includes mean values of the share of individual investment expenses incurred in the construction of the OWF. It is worth noting that costs will increase in the case of increasing distance of the farm from the shore due to the need to transport elements at a further distance. Higher expenditures may be justified because sea areas farther from the shore are characterized by higher wind intensity, which increases the productivity (and consequently the return on investment) of a given farm. For example, the Central Bank area is characterized by the best wind conditions, but is considerably far from the shore, which increases the necessary investment expenses.

The level of capital expenditure will also depend on the installation depth of the foundations on which offshore wind farm masts will be mounted. The greater the depth, the higher the complexity of the technological process involved in setting the foundations, which will result in higher expenditures incurred for the construction of the OWF.

Another element that affects the CAPEX and productivity of a given farm is the density (calculated in MW/km²). Basically, the higher the density, the lower the installation expense, but the worse the future productivity. This is related to the effect of wind flow disturbance, the so-called aerodynamic shadow. The average density among projects developed in Phase I of support for the Polish offshore market is 7.14 MW/km²; in contrast to 9.55 MW/km² for projects developed in Phase II of support.

In the context of expenditures incurred for the purchase of turbines, their inverse proportionality to installed capacity is observed. The higher the power of the installed turbine, the lower the amount of expenses incurred per MW.

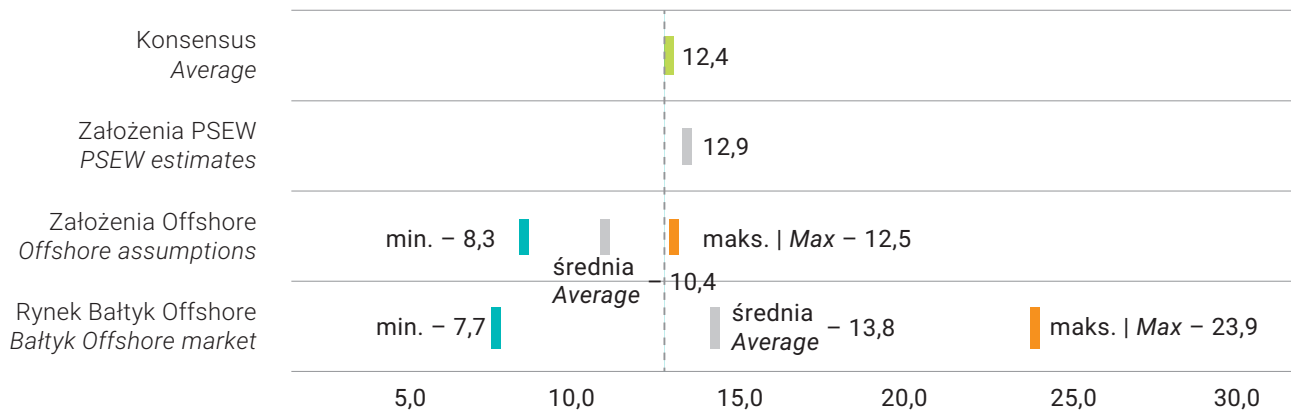
Dla celów naszej analizy zebraliśmy informacje na temat wielkości poniesionych lub planowanych wydatków inwestycyjnych na budowę MFW na Bałtyku. Skorzystaliśmy z 3 głównych źródeł informacji, którymi są:

- 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 33. 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 zmian w technologiach. Dane te dotyczą 8 farm o łącznej mocy zainstalowanej 2203 MW. Średni CAPEX tych projektów przeliczony na 1 MW wyniósł ok. 13,8 mln PLN.

For the purpose of our analysis, we collected information on the amount of capital expenditures incurred or planned for the construction of offshore wind farms in the Baltic Sea. We employed 3 main sources of information, which are:

- estimates of the Polish Wind Energy Association (hereinafter in the chart as 'PWEA Assumptions') in terms of the average current value of expenditures to build 1 MW of offshore wind farm capacity in the Polish Baltic Sea areas
- CAPEX estimates from developers' reports for OWFs scheduled to begin generating electricity in the Baltic Sea between 2024 and 2026 (hereafter in the chart as 'Offshore Assumptions')
- expenditures incurred historically 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 areas (hereinafter in the chart as 'Baltic Offshore Market').

We have decided not to compare the capital expenditures incurred in offshore projects implemented in other European (North Sea, Irish Sea) and global waters due to individual specificities related to, among other things, depth and distance from shore.

The chart presents the range of capital expenditures per MW and the average estimated expenditure levels.

Chart 33. Estimated CAPEX/1 MW for OWF investments in Poland

Source: Baker Tilly TPA

Historical values observed for wind farms in the Baltic Sea belonging to other countries have been limited only to farms that began operating after 2010, due to the need for consistency and comparability, in relation to, e.g., significant technological changes. The data refers to eight farms with a total installed capacity of 2203 MW. The average CAPEX for these projects converted per MW was approximately PLN 13.8 million.

Szacunki PSEW oparte są na ekspertyzach oraz badaniach rynkowych i sugerują one CAPEX w wysokości 12,9 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 8,3 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 2023 r. w przybliżeniu na 12,4 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 km, 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 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

PWEA's estimates are based on expert reports and market research, and suggest a CAPEX of PLN 12.9 million/MW of installed capacity.

In addition, estimated current-price CAPEX/MW for offshore wind farms to be built in the Baltic Sea (outside Poland), which are expected to start production in 2024–2026, is in the range of PLN 8.3 million–12.5 million/MW. We note that the level of planned outlays per MW is decreasing compared to the levels quoted for existing farms, being a derivative of technological progress (e.g., larger turbines, more efficient development process).

The consensus we adopted in terms of the value of capital expenditures stems from the average based on the three sources above. As a result of such calculations, we estimate CAPEX per MW of installed capacity in the Baltic Sea at approximately PLN 12.4 million in 2023.

The above estimate was based on a hypothetical wind farm in the Polish part of the Baltic Sea, under the following assumptions:

- distance of the farm from the land 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/MW in the context of the distance of the farm from the onshore substation, seabed depth at the site, installed capacity of the entire farm and capacity of a single turbine. Based on PWEA data, we estimate that as the distance of an OWF from an onshore substation increases by 50 kilometres, CAPEX increases linearly by about PLN 1.6 million/MW of installed capacity. CAPEX also increases as the depth at which foundations must be set increases. In this case, we estimate an increase of about PLN 1.2 million/MW for each additional 15 meters of depth. In addition, 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 relationship.

The use of a higher-powered turbine reduces the CAPEX/MW of an OWF. In a standard scenario, we assumed the turbine power at 10 MW (for example, Siemens Gamesa SG-10-193, Vestas V164), but some concepts of OWF development in Poland assume that projects being developed in Phase II may employ 12 MW (e.g., GE Haliade-X 12) or even 15 MW turbines. We assume that the use of a 12 MW turbine instead of a 10 MW turbine will reduce the average CAPEX/MW by about PLN 550,000/MW.

It is worth noting that the costs incurred for the construction of the OWF (in particular, the cost of the turbines) are specified in euros. This adds to the investment a risk factor related to possible exchange rate changes over the years of the investment. A look at the Material and Services Supply

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 będzie wynosić 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, w sekcji II. 2. W przypadku I fazy wsparcia, zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska¹³⁶, 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 PLN/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.

a) Wskaźnik wykorzystania mocy brutto (*gross capacity factor*)

Wskaźnik ten zależny jest 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.

¹³⁶ 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).

Chain Plans filed with the Energy Regulatory Office by the companies participating in Phase I of offshore support in Poland enables a conclusion that the planned share of Polish companies in the supply chain will be approximately 20–40%.

1.2. Factors affecting revenue

Sales revenues generated by the OWF will depend on unit sales price and the amount of energy produced. Support schemes and revenue generation opportunities are described in detail in Chapter 5.4, Section II. 2. In the case of Phase I of the support, and in accordance with the Regulation of the Minister of Climate and Environment,¹³⁶ the maximum price for electricity generated in an OWF and fed into the grid, which is the basis for settling the right to cover the negative balance, has been set at 319.6 PLN/MWh. It will be subject to annual indexation by the average annual index of total consumer goods and services prices from the previous calendar year, as determined by the announcement of the President of Statistics Poland. Information on the maximum price is an important signal for investors to determine whether a given investment project has a chance to participate in the support system, and thus, be implemented.

In this subsection we will focus on the productivity of wind farms and the existing methods of estimating this quantity, allowing us to reliably project the revenue stream from the investment. The diagram below illustrates a set of key factors and their relationships affecting the amount of energy produced by a farm.

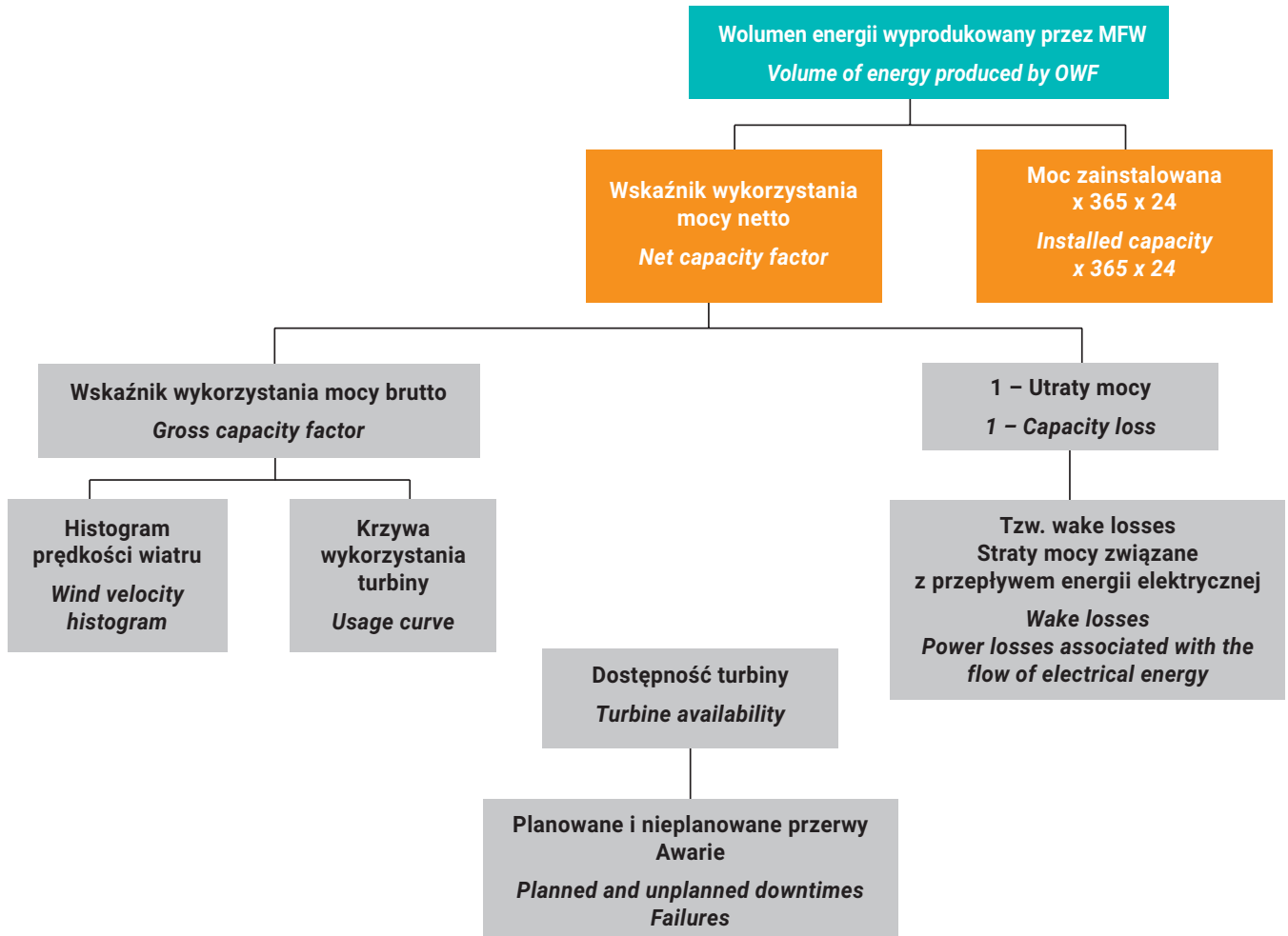
a) Gross capacity factor

This index depends on the wind speed at the site of the constructed farm and the technical capabilities of an installed turbine to benefit from it. It is important to take into account the height at which the measurement is made, since turbines with higher power have rotors at greater height. Analysis of historical wind data and turbine technical capability archives enables a conclusion that, statistically, the gross capacity utilization rate in the Słupsk Bank is 58%, while amounting to 60.6% in the Central Bank. These values may differ slightly from the actual gross rates due to the specific location of the farm in question and the height at which the turbine rotor is located.

¹³⁶ Regulation of the Minister of Climate and Environment of 30 March 2021 on the maximum price for electricity generated at an offshore wind farm and fed to the grid, in PLN per 1 MWh, constituting grounds for the settlement of the right to cover a negative balance (Journal of Laws 2021, item 587).

Wykres 34. Schemat czynników wpływających na produktywność morskiej farmy wiatrowej

Chart 34. Diagram with factors affecting the productivity of an offshore wind farm



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA

Source: Compilation by Baker Tilly TPA

b) Dostępność turbiny

Dane IEA¹³⁷ (International Energy Agency) wskazują, iż średnia historyczna dostępność turbin wynosi 94%. Dostępność ta wynika z planowanych oraz nieplanowanych prac utrzymaniowych, a także napraw awarii

b) Turbine availability

IEA (International Energy Agency) data¹³⁷ indicates that the historical average turbine availability is 94%. This value is due to planned and unplanned maintenance work, as well as emergency repairs.

c) Utraty mocy

Rozpatrywane są one w dwóch ujęciach – wake losses oraz utraty związane z przepływem energii elektrycznej. *Wake losses*¹³⁸ 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

c) Capacity loss

They are considered in twofold – wake losses and losses related to the flow of electricity. *Wake losses*¹³⁸ result from the circulation of air in front of the rotor, leading to the farm, as a whole, producing less energy than if produced by individual turbines spaced independently of each other. Based on PWEA data, we estimate that wake losses for Polish wind farms in the Baltic Sea are

¹³⁷ IEA Wind, Offshore Wind Energy International Comparative Analysis, X 2018

¹³⁸ Ich odpowiednikiem w przypadku instalacji fotowoltaicznych są utraty związane z zacienieniem. Ze względu na brak uzgodnionego tłumaczenia, w raporcie wykorzystujemy nazewnictwo angielskie.

¹³⁷ IEA Wind, Offshore Wind Energy International Comparative Analysis, X 2018

¹³⁸ Their equivalent in the case of photovoltaic facilities is the shading-related losses index. Due to the lack of an agreed translation, we use English nomenclature in the report.

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 46,5%.

Tabela 14. 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 Arcadis Ost 1 / Arcadis Ost 1 estimates o wartości	47,7
Szacunek: farmy planujące produkcję w latach 2024–2030 OWF planning to produce between 2024 and 2030 estimates	45,6
Średnia / Average	46,5

Źródło: Baker Tilly TPA na podstawie danych rynkowych

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.

approximately 15%. These values will increase with the construction of new farms and the densification of banks. Additional important elements in the calculation of the net capacity utilization rate will be losses related to electricity flow (transmission and transformation losses) and other losses. These values will always be country – and project-specific. IEA data indicates that, averaging out, one can assume an electrical loss factor of 2% and other losses of 1%.

The factors indicated above collectively affect the net capacity utilization rate. Our estimate of its level is 45% for the Słupsk Bank and 46.7% for Central Bank. According to PWEA's estimates for the areas covered by the Polish Maritime Spatial Plan (adopted by way of the Regulation of the Council of Ministers dated 14 April 2021), the capacity utilization rate varies between 42.7-47.4% (45.1% on average).

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 assume an average of 46.5%.

Table 14. 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 Arcadis Ost 1 / Arcadis Ost 1 estimates o wartości	47,7
Szacunek: farmy planujące produkcję w latach 2024–2030 OWF planning to produce between 2024 and 2030 estimates	45,6
Średnia / Average	46,5

Source: Baker Tilly TPA based on market data

The discussed factors facilitate calculating the amount of electricity produced by the wind farm under design. However, it is necessary to keep in mind local specific factors, as well as technical and environmental conditions of the investment projects in question. Having complete information, the forecast in terms of the amount of energy produced will be quite accurate, which will enable projecting the revenue stream.

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 oraz 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 4,50 oraz kursie USD 4,20, dokonaliśmy szacunku wysokości ponoszonych kosztów operacyjnych na 1 MW mocy zainstalowanej na podstawie trzech źródeł:

- szacunku OPEX/MW dla farmy Kriegers Flak przez PEAK Wind na podstawie danych z Energisyrlesen (Duńska Agencja Energetyczna)¹³⁹

¹³⁹ <https://peak-wind.com/update-2022-opex-benchmark-an-insight-into-the-operational-expenditures-of-european-offshore-wind-farms>

1.3. Operating costs

The lifespan of an OWF is estimated at 25–30 years. During this period, operating costs are incurred, which, excluding depreciation, are overwhelmingly OPEX (*operating expenditures*) cash costs.

The largest component of these are O&M (*operations & maintenance*) costs. These are mainly due to the need to ensure safe operation and maintenance of the farm, maximize production and guarantee the highest efficiency of the equipment employed.

The operation of an OWF can be divided into 3 areas:

1. Operation and maintenance

This phase involves 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 substation, including the cable system.

2. Repair and maintenance operations

It includes troubleshooting, repairing turbines, damaged components, foundations and intermediate structures, as well as cables and substations.

3. Rescue operations

Operations of this type are conducted in case of necessity. These actions include rescue actions at sea with the participation of vessels and rescue actions at sea with the participation of helicopters.

In terms of OFW O&M, it is important to have or use service ports. Among the main locations for Polish OWFs are Ustka, Łeba, Władysławowo and Świnoujście.

Another important component of current operating costs are insurance costs.

Taking into account the impact of inflation and converting costs to PLN at the EUR exchange rate of 4.50 and the USD exchange rate of 4.20, we estimated the amount of operating costs incurred per MW of installed capacity based on three sources:

- OPEX/MW estimate for the Kriegers Flak farm by PEAK Wind, based on data from Energisyrlesen (Danish Energy Agency)¹³⁹

¹³⁹ <https://peak-wind.com/update-2022-opex-benchmark-an-insight-into-the-operational-expenditures-of-european-offshore-wind-farms>

- 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 Energy¹⁴⁰.

- OPEX/1 MW estimate for 6-8 MW wind turbines by PEAK Wind, based on Orsted data
- OPEX/1 MW estimate for offshore wind farms located in European waters by the U.S. Department of Energy.¹⁴⁰

Tabela 15. Szacunek OPEX/1 MW

Źródło / Source	mln PLN / PLN million
MFV Kriegers Flak (Dania, uruchomiona w 2021 r.) <i>MFV Kriegers Flak (Denmark, launched in 2021)</i>	0,31
Szacunek PEAK Wind w cenach z 2023 r. <i>PEAK Wind estimated in prices 2023</i>	0,25
U.S Department of Energy w cenach z 2023 r. <i>US Department of Energy in prices 2023</i>	0,34
Średnia / Average	0,30

Źródło: Baker Tilly TPA na podstawie sprawozdań finansowych raportów rynkowych

Table 15. OPEX/1 MW estimate

Źródło / Source	mln PLN / PLN million
MFV Kriegers Flak (Denmark, launched in 2021)	0,31
PEAK Wind estimated in prices 2023	0,25
US Department of Energy in prices 2023	0,34
Average	0,30

Source: Baker Tilly TPA based on financial statements of market reports

Wartość kosztów operacyjnych z wyłączeniem amortyzacji dla MFV można w przybliżeniu szacować na poziomie 0,30 mln PLN/MW mocy zainstalowanej. Przy założeniu farmy o mocy zainstalowanej 800 MW i średnim wskaźniku produktywności netto na poziomie 46,5% oznacza to kwotę w wysokości 240 mln PLN rocznie, a to przekłada się na 73,67 PLN/MWh.

The value of OWF operating costs excluding depreciation can be roughly estimated at PLN 0.30 million/MW of installed capacity. Assuming a farm with an installed capacity of 800 MW and an average net productivity rate of 46.5%, this means PLN 240 million per year, which translates into PLN 73.67/MWh.

1.4. Analiza rentowności inwestycji w MFV

Przy założeniu wymienionych w poprzednich rozdziałach szacunkach dotyczących CAPEX, produktywności i OPEX oszacowaliśmy LCOE (*Levelized Cost of Energy*) – jednostkowy koszt wytworzenia energii dla MFV w Polsce.

1.4. OWF investment profitability analysis

Assuming the CAPEX, productivity and OPEX estimates mentioned in the previous sections, we estimated the LCOE (*Levelized Cost of Energy*) – the unit cost of power generation for an OWF in Poland.

Jako stopę dyskontową przyjęliśmy WACC dla tego typu projektów, którego obliczenie zostało zaprezentowane poniżej.

The discount rate we adopted was the WACC for this type of projects, the calculation of which is demonstrated below.

Tabela 16. Średnioważony koszt kapitału dla morskiej farmy wiatrowej w Polsce

Składowa / Element	Źródło / Source	Wartość / Value
Stopa wolna od ryzyka <i>Risk-free rate</i>	10-letnie obligacje skarbowe skorygowane o CDS <i>10-year Treasury bonds including CDS</i>	4,4%
D/E	Spółki z sektora energetyki wiatrowej <i>Companies from the wind energy sector</i>	54,5%
Premia za ryzyko rynkowe <i>Market risk premium</i>	Damodaran	4,3%

Table 16. Weighted average cost of capital for an offshore wind farm in Poland

¹⁴⁰ U.S. Department of Energy, Offshore Wind Market Report, 2023 Edition.

¹⁴⁰ U.S. Department of Energy, Offshore Wind Market Report, 2023 Edition.

Składowa / Element	Źródło / Source	Wartość / Value
Beta nielewarowana <i>Unlevered beta</i>	Spółki z sektora energetyki wiatrowej <i>Companies from the wind energy sector</i>	0,35
Beta lewarowana <i>Levered Beta</i>		0,50
Premia za ryzyko krajowe <i>Country risk premium</i>	Baker Tilly TPA	1,5%
Koszt kapitału własnego Cost of equity		8,0%
Koszt długu <i>Cost of debt</i>	Baker Tilly TPA	7,9%
Koszt długu po opodatkowaniu Cost of debt after taxation		6,4%
WACC		7,4%

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 46,5%. Nakłady inwestycyjne zostały założone w wysokości 12,4 mln PLN na każdy megawat mocy zainstalowanej, a koszty operacyjne przyjęto na poziomie ok. 0,30 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 2030, natomiast stopę dyskontową wyznacza wartość średnioważonego kosztu kapitału zaprezentowana powyżej. Takie założenia prowadzą do LCOE w roku 2030 w wysokości 359,63 PLN/MWh.

W poniższych tabelach przedstawiono analizę wrażliwości LCOE 2030 na zmianę kosztu CAPEX/MW oraz zmianę wymaganej stopy dyskontowej.

Assumptions for the volume of energy produced are an OWF installed capacity of 800 MW of and an average net productivity rate of 46.5%. Capital expenditures were assumed at PLN 12.4 million per megawatt of installed capacity, and operating costs were assumed at about PLN 0.30 million/MW. This means that the calculations are appropriate for a typical OWF project to be built in the Polish economic zone, which will be 45 kilometres off-land, with a seabed depth of 40 meters and a single-turbine capacity of 10 MW. 2030 was assumed as the year of the start of electricity production, while the discount rate is determined by the weighted average cost of capital presented above. Such assumptions lead to an LCOE in 2030 of 359.63 PLN/MWh.

The following tables show the sensitivity analysis of LCOE 2030 to a change in CAPEX/MW cost and a change in the required discount rate.

Tabela 17. Analiza wrażliwości LCOE 2030 na zmianę CAPEX / MW i stopy dyskontowej (PLN/MWh)

Table 17. LCOE 2030 sensitivity analysis to a change in CAPEX / MW and discount rate (PLN/MWh)

Stopa dyskontowa <i>Discount rate</i>	CAPEX/1 MW						
	9,0	10,5	12,0	12,4	15,0	16,5	18,0
4,0%	248,40	271,05	293,71	299,03	339,03	361,68	384,34
6,0%	272,85	300,01	327,18	333,56	381,51	408,68	435,85
7,4%	291,38	321,92	352,47	359,63	413,55	444,09	474,63
10,0%	326,55	363,42	400,29	408,94	474,02	510,89	547,76
12,0%	354,89	396,80	438,71	448,54	522,52	564,42	606,33

Źródło: Baker Tilly TPA

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 7,4%. W modelu przyjęto wartości inflacji na podstawie prognoz NBP, a od 2027 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.

Tabela 18. Założenia przyjęte do analizy opłacalności inwestycji w MFW w Polsce

Element / Element	Wartość / Value
Wskaźnik produktywności netto / Net Productivity Index	46,5%
CAPEX/MW	12,4
OPEX/MW	0,30
Okres życia farmy / OWF life span	25
Cena 2023, przy której IRR projektu = WACC (PLN/MWh) 2023 price, at which the project IRR = WACC (PLN/MWh)	273,0

Źródło: Baker Tilly TPA

Zgodnie z naszymi założeniami, ustalona cena sprzedaży na poziomie 273,00 PLN w 2023 r. dałaby inwestorowi zwrot w wysokości zaspokajającej jego średnioważony koszt kapitału i sprawiłaby, że inwestycja stałaby się opłacalna. Warto zwrócić uwagę, iż zgodnie z zapisami Ustawy z 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych¹⁴¹, 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 prognozowanej inflacji w latach 2024–2026 i przy założeniu inflacji na poziomie celu od 2027 r., waloryzacja doprowadziłaby do wzrostu ceny w 2030 r. (rok rozpoczęcia produkcji energii elektrycznej) do poziomu 330,24 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

¹⁴¹ Dz.U. z 2021 r., poz. 234 z późn. zm.

When CAPEX increases, the unit cost of production also increases. This is important from the point of view of potential investment analysis, due to the fact that the amount of CAPEX/ MW is highly dependent on the distance from the sea and the depth of the bottom. A relationship also exists between the discount rate and the unit cost of generation – a higher cost of capital translates into a higher cost of energy.

For the purposes of our analysis, we also considered a scenario in which the project's IRR would be equal to the weighted average cost of capital of 7.4%. The model assumed inflation values based on NBP forecasts, and from 2027 onwards, based on the NBP target. We made operational assumptions analogous to those used in the LCOE calculation. This way we check what energy selling price, subject to indexation, will give the investor a rate of return at the WACC level. This is also the minimum level that makes the investment financially viable.

Table 18. Assumptions used to analyse the profitability of OWF investments in Poland

Element / Element	Wartość / Value
Wskaźnik produktywności netto / Net Productivity Index	46,5%
CAPEX/MW	12,4
OPEX/MW	0,30
Okres życia farmy / OWF life span	25
Cena 2023, przy której IRR projektu = WACC (PLN/MWh) 2023 price, at which the project IRR = WACC (PLN/MWh)	273,0

Source: Baker Tilly TPA

According to our assumptions, the selling price of PLN 273.00 in 2023 would give the investor a return that satisfies his weighted average cost of capital and would make the investment profitable. It is worth noting that according to the provisions of the act of 17 December 2020 on the promotion of electricity generation in offshore wind farms¹⁴¹ the price indicated in the decision of the ERO President for the purpose of covering 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 announcement of Statistics Poland. Under the conditions of projected inflation in 2024–2026, and assuming inflation at the target level from 2027, the indexation would lead to an increase in the price in 2030 (the year of the start of electricity production) to 330.24 PLN/MWh.

The table presents an analysis of IRR sensitivity to a change in the net productivity rate (resulting from, among other things, the location of the farm, the frequency of technical interruptions and energy losses) and the selling price of

¹⁴¹ cons. text Journal of Laws 2021, item 234 as amended.

bazowym. Dane wskazują, iż spadek produktywności poniżej oczekiwanego poziomu 46,5% bez wzrostu ceny musiałby zostać pokryty wyższą ustaloną ceną sprzedaży, aby uznać inwestycję za opłacalną.

energy in the baseline year. The data shows that a drop in productivity below the expected level of 46.5% without an increase in price would have to be covered by a higher established selling price to consider the investment profitable.

Tabela 19. Analiza wrażliwości IRR projektu offshore na zmianę ceny sprzedaży energii w roku bazowym oraz wskaźnika produktywności netto

Table 19. Sensitivity analysis of an offshore project IRR to a change in the baseline year energy selling price and the net productivity rate

		Cena sprzedaży z 2023 r. / Sale price in 2023						
		220,0	240,0	260,0	273,0	280,0	300,0	320,0
Wskaźnik produktywności netto Net productivity rate	42,0%	3,7%	4,7%	5,6%	6,2%	6,5%	7,3%	8,0%
	44,0%	4,2%	5,2%	6,1%	6,7%	7,0%	7,8%	8,6%
	46,5%	4,9%	5,9%	6,8%	7,4%	7,6%	8,5%	9,2%
	48,0%	5,2%	6,2%	7,1%	7,7%	8,0%	8,8%	9,6%
	50,0%	5,7%	6,7%	7,6%	8,2%	8,5%	9,3%	10,1%

Źródło: Baker Tilly TPA

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.

1.5. Financing offshore projects

Financing of OWF projects can be achieved through both equity and bank financing. Due to the scale of the projects and the high capital requirements in the first phases of construction, loans are often provided by bank consortia.

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.

In Poland, this market is just shaping, and the first projects are in the preparatory phase. A market survey conducted within the framework of the AURES II project commissioned by the European Commission on financing conditions for offshore projects gives an idea of the share of the use of foreign capital in financing. The map below shows the average percentage level of debt and equity for offshore investments in selected Western European countries.

Rysunek 3. Średni udział długu i kapitału własnego w finansowaniu projektów morskiej energetyki wiatrowej (%)

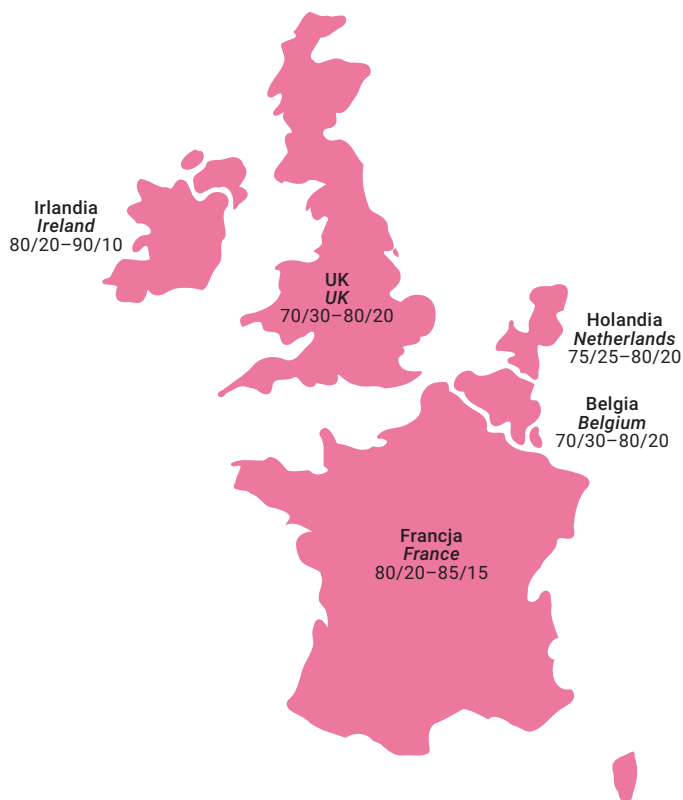


Fig. 3. Average share of debt and equity in financing offshore wind projects (%)

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

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

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. Utrzymujące się na relatywnie wysokim poziomie stopy procentowe w strefie euro mogą 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 leverage in Europe is influenced by, among other things, the size and rating of the investor, country risk, the level of interest rates, the existence, type and duration of support schemes and the specifics of a given project's business plan. However, persistently high interest rates in the Eurozone may mean a lower proportion of foreign capital for projects, the implementation of which is planned to start in the next year or two.

2 Wybrane kwestie podatkowe w sektorze offshore

2.1. Podatek od nieruchomości

Opodatkowanie lądowych farm wiatrowych podatkiem od nieruchomości stanowi istotne źródło dochodów polskich gmin. W obecnym stanie prawnym opodatkowanie większości aktywów trwałych wchodzących w skład morskich farm wiatrowych nie jest możliwe z uwagi na brak stosownych regulacji. Wynika to z faktu, iż poza lądowymi i przybrzeżnymi składnikami majątku związanymi z doprowadzeniem mocy do systemu przesyłowego przeważająca część aktywów znajduje się na terytorium obszarów

Selected tax issues related to the offshore sector

2.1. Property tax

The property taxation of onshore wind farms is an important source of revenue for Polish municipalities. In the current state of the law, taxation of most of the fixed assets included in offshore wind farms is not possible due to the absence of relevant regulations. This is because, except for onshore and offshore assets related to bringing power to the transmission system, the majority of the assets will be located in the territory of the maritime areas of the Republic of Poland

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 znajdą 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 określonego odrębnie w drodze rozporządzenia Rady Ministrów (część stała).

Część zmienna opłaty koncesyjnej w przypadku elektrowni *offshore* nie różni się w sposobie naliczania od opłaty

and, at the same time, outside the local jurisdiction of the tax authorities that are authorized to impose local taxes.

On the other hand, the onshore part of an offshore wind power plant located within the administrative boundaries of a local government unit is subject to property tax in that unit on the same basis as the elements of an onshore farm. In practice, the onshore part of the connection and the construction parts of the substation located on land, as well as other associated construction facilities (such as fences, roads or yards) will be subject to taxation. The property tax rates in effect in a given municipality for each category of objects (land, buildings, structures) will apply.

The remainder of the investment will be charged with the fixed portion of the concession fee, described in the next section.

2.2. Concession fee

With the enactment of the act of 17 December 2020 on the promotion of electricity generation in offshore wind farms, there has been an expansion of the concession fee for an energy company engaged in the business of generating electricity in an offshore wind farm to include a fixed component (i.e., independent of the volume of energy production). From an economic point of view, this fee is the equivalent of a tax. It should be noted that the explanatory memorandum to the draft regulation that determined the amount of this fee indicates that its value was determined taking into account the average property tax for onshore wind farms, which clearly suggests that the fee is intended to be the equivalent of such a tribute for offshore facilities located outside the local tax area. This circumstance seems to indicate a low probability of future extension of the provisions of the Law on Local Taxes and Fees, which regulates property taxes, to the 'offshore' portion of offshore wind farm property.

Construction of the concession fee

According to the Energy Law, an energy company engaged in the business of generating electricity in an offshore wind farm pays a concession fee representing a certain percentage of the volume of energy sales (the variable part) plus an amount representing the product of the installed capacity of the farm, expressed in MW, resulting from the received concession to generate electricity in that offshore wind farm, and a quota factor determined separately by a Council of Ministers regulation (the fixed part).

The variable part of the concession fee for offshore power plants does not differ in terms of calculation from the

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 rocznie 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).

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 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.

concession fee payable by other power companies earning revenues from the sale of electricity, and is discussed in detail in the report's section on legal considerations. Further discussion in this case only concerns the fixed part of the concession fee, which acts as the equivalent of a property tax.

Unlike property tax, which is the revenue of a local government unit, the concession fee goes to the state budget.

Basis of calculation and rate of the fixed part of the concession fee

The basis for calculating the fixed component of the concession fee for an offshore wind farm is its installed capacity expressed in MW, and the fee is set annually at PLN 23 thousand for each 1 MW. The amount of PLN 23 thousand/MW is the value of the coefficient resulting from the currently effective Regulation of the Council of Ministers of 12 October 2021 on the concession fee, which, as an executive act to the Energy Law, sets the value of the coefficient at a level not higher than the maximum value resulting from the Law (also PLN 23 thousand/MW).

2.3. The scope of application of the VAT act on investments in offshore wind farms

According to the uniform line of interpretation of tax authorities, activities related to the construction of offshore wind farms located in the exclusive economic zone of the Republic of Poland constitute activities performed within the territory of the country. As a result, the supply of goods and provision of services related to investments in offshore wind farms is the subject of VAT taxation in Poland according to principles analogous to transactions aimed at the construction and operation of wind farms located on land. It should be emphasized, however, that the position presented by the tax administration authorities is not consistent with the strict wording of the VAT Act, which, as a rule, covers only the territory of the Republic of Poland, and therefore only the area of internal marine waters and the territorial sea, within which the erection and use of wind farms is prohibited under separate regulations.

On the other hand, the exclusive economic zone to which Poland is entitled under separate regulations and international agreements, which is also defined as the only available location of offshore farms, is located outside the territory of the Republic of Poland. This would mean that activities related to the 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.

Morska farma wiatrowa Baltic Power to najbardziej zaawansowany projekt offshore wind w Polsce i obecnie jedyny w trakcie budowy. Etap przygotowania zakończył się we wrześniu 2023, wraz z pozyskaniem pełnego finansowania i finalnej decyzji inwestycyjnej. Projekt, zgodnie z harmonogramem uzyskał niezbędne pozwolenia na budowę oraz umowy na wszystkie komponenty farmy, które są obecnie w trakcie produkcji.

Jako pierwszy projekt rozpoczęliśmy w 2023 roku w gminie Choczewo budowę lądowej infrastruktury przyłączeniowej. Z kolei w Łebie od stycznia 2024 trwają prace przy budowie bazy serwisowej. Farma Baltic Power rozpocznie produkcję energii w 2026 roku i będzie w stanie zasilić ponad 1,5 miliona gospodarstw domowych dostarczając do polskiego systemu energetycznego niemal 1,2 GW mocy, które zapewni pokrycie ok. 3% krajowego zapotrzebowania na energię.

Całkowity budżet projektu finansowanego w formule Project Finance to 4,73 mld euro. Umowy kredytowe projekt zawarł z konsorcjum 25 polskich i międzynarodowych instytucji finansowych. Jest to największe finansowanie pozyskane na realizację pojedynczej inwestycji w historii Polski a zarazem jedna z największych transakcji tego typu w obszarze offshore wind w Europie. Nasz projekt ma też znaczący wkład w rozwój nowych rozwiązań dla światowego sektora offshore wind. Baltic Power będzie pierwszą morską farmą, której część wież turbin zostanie wykonana z wykorzystaniem nisko-emisyjnej stali. Projekt został wyróżniony nagrodą w kategorii Deal of The Year Project Finance International, która jest uznawana za jedno z najważniejszych wyróżnień w dziedzinie finansowania projektów na świecie. Sukces, którym możemy się pochwalić świadczy o zaufaniu do solidności naszego modelu biznesowego oraz poziomie przygotowania naszego projektu do realizacji.



Jarosław Broda

**Prezes Zarządu Baltic Power
CEO of Baltic Power**

The Baltic Power offshore wind farm is the most advanced offshore wind project in Poland and the only one currently under construction. The development stage concluded in September 2023, with full financing secured and final investment decision. The project, on schedule has obtained the necessary construction permits and contracts for all key components of the farm, which are currently in production.

In 2023, as the first company in Poland, we began the construction of the onshore infrastructure and in January 2024 the work on the construction of a service base has begun in Łeba. The wind farm will start the production in 2026 and will provide clean energy to more than 1.5 million households providing nearly 1.2 GW of power to

the Polish energy system, covering approximately 3% of the country's energy demand.

The total project budget financed in Project Finance is estimated at EURO 4.73 billion. Baltic Power's shareholders signed loan agreements with the consortium of 25 Polish and international financial institutions in this regard. This is the largest financing raised for a single investment in Poland's history and one of the largest transactions of its kind in the in Europe. Our project also makes a significant contribution to the development of new solutions for the global offshore wind sector. Baltic Power will be the first offshore wind farm whose part of the turbine towers will be made using low-carbon steel. The project has been honored by Project Finance International with the prestigious award for the best European financial transaction of the year 2023. The Deal of The Year award is recognized as one of the most significant awards in project financing worldwide. The success we can boast of demonstrates the trust in the solidity of our business model and the level of preparedness of our project.

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 podat-

However, according to the position of the European Commission, with respect to activities to which a coastal member state has sovereign rights, the exclusive economic zone adjacent to its territorial sea is considered part of the territory of that member state. Thus, a supply of goods made in the exclusive economic zone that is related to an activity for 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 supply of services if the place of supply, determined according to certain rules, is in the exclusive economic zone.

With regard to activities related to the construction and operation of an offshore wind farm located in the territory of the exclusive economic zone, an up-to-date assessment of the effects of the implemented investment from the perspective of VAT regulations should be made each time. As long as the provisions of the VAT Act leave doubts about their territorial jurisdiction in the area of the exclusive economic zone of the Republic of Poland in the Baltic Sea, it is worth considering filing a request for an individual interpretation of tax law provisions in order to secure the tax position of the

Transformacja energetyczna w Europie Środkowej nabiera tempa, a farma wiatrowa Baltic Power - jako największa inwestycja w odnawialne źródła energii realizowana w regionie - jest niewątpliwie jej wizytówką. To projekt o kluczowym znaczeniu dla strategicznych kierunków rozwoju Northland Power, który dynamicznie rozwija swoje międzynarodowe aktywa. Projekt stanowi nie tylko przełom w polskim sektorze energetyki odnawialnej, ale również znacząco przyczynia się do globalnych wysiłków na rzecz zrównoważonego rozwoju. Baltic Power potwierdza, że Polska może być liderem w dziedzinie odnawialnych źródeł energii na arenie międzynarodowej.

Inwestycja, którą realizujemy ma też szczególnie wymiar w zakresie transferu wiedzy i globalnego doświadczenia na polski rynek. Partnerstwo ORLEN z Northland Power funkcjonuje bardzo dobrze ze względu na wzajemny szacunek dla tego, co każdy z partnerów wnosi do projektu. Northland zapewnia międzynarodowe doświadczenie i know-how w zakresie rozwoju dużych morskich farm wiatrowych, a ORLEN wiedzę na temat realizacji dużych inwestycji energetycznych w Polsce, lokalnych ram prawnych i współpracy ze społecznościami lokalnymi co ma dla nas ogromne znaczenie, jako odpowiedzialnego inwestora. Dla Northland realizacja projektu jest okazją do wejścia na nowy rynek w Europie oraz nawiązania stałej współpracy z liderami branży. Dzięki współpracy przy Baltic Power zyskują obaj jego udziałowcy. Jesteśmy najlepszym dowodem na to, jak skutecznie realizować wielkoskalowe projekty w obszarze offshore wind, które są jednym z filarów trwającej w Polsce transformacji energetycznej.



Jens Poulsen

Dyrektor Projektu i Członek Zarządu
Baltic Power
Project Director and Member of the Baltic Power Management Board

The energy transition in Central Europe is gaining momentum, and the Baltic Power farm as the largest investment in renewable energy sources under construction in the region is undoubtedly its flagship. It is a project of crucial importance for the strategic directions of development for Northland Power, who is dynamically expanding international assets. This project is not only a breakthrough in the Polish renewable energy sector but also significantly contributes to global efforts towards sustainable development. The Baltic Power project confirms that Poland can be a leader in renewable energy on the international stage.

The project we are implementing also has a special significance in terms of knowledge transfer and global experience to the Polish market. The partnership between ORLEN and Northland Power is working very well due to mutual respect for what each partner brings to the project. Northland provides international experience and expertise in the development of large offshore wind farms, while ORLEN knowledge about implementing large investments in Energy sector in Poland and cooperation with local communities, which is of great importance to us as a responsible investor. For Northland, our project is an opportunity to enter a new market in Europe and establish ongoing cooperation with industry leaders, while for ORLEN, it is undoubtedly a driving force. Both partners benefit from the established joint venture company. We are the best proof of how to effectively implement large-scale offshore wind projects, which are one of the pillars of the ongoing energy transition in Poland.

kowej 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.

investor and other entities involved in the implementation of the investment process. This is of particular importance for the unquestionable determination of the place of taxation of the supply of goods and provision of services related to the implemented investment, 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 expenditures made.

3 Zaawansowanie projektów w I i II fazie rozwoju MEW

Na koniec 2023 r. w Polsce obowiązywało 10 ważnych pozwoleń na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp na potrzeby budowy morskich farm wiatrowych¹⁴². Siedem¹⁴³ z nich to projekty z tzw. I 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*.

Advancement of OWE projects in Phase I and Phase II development

At the end of 2023, Poland had 10 valid permits for the erection or use of artificial islands for the construction of offshore wind farms.¹⁴² Seven¹⁴³ of them were projects from the so-called Phase I of support, for which the President of the Energy Regulatory Office 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 the state aid granted to the generator for a given offshore project.

¹⁴² <https://sipam.gov.pl/geoportal>

¹⁴³ Obszary objęte dwoma pozwoleniami, które uzyskało Ocean Winds, realizowane są jako jeden projekt - BC-Wind.

¹⁴² <https://sipam.gov.pl/geoportal>

¹⁴³ The areas covered by the two permits obtained by Ocean Winds are being implemented as a single project - BC-Wind.

Tabela 20. Projekty morskich farm wiatrowych z I fazy wsparcia

Table 20. OWF projects in Phase 1 of Support

Lp.	Nazwa projektu Project name	Inwestor Investor	Pozwolenie na wznoszenie sztucznych wysp (PSZW) Permit to erect artificial islands	Decyzja środowiskowa (DŚU) MFW Decision on environmental conditions – OWF	Decyzja środowiskowa (DŚU) – wyprowadzenie mocy Decision on environmental conditions – power evacuation	Warunki techniczne przyłączenia (WTP) Technical requirements for connection	Umowa przyłączeniowa (UP) Connection agreement	Wsparcie w ramach I fazy wsparcia Support under Phase I
1	MFW Bałtyk II	Polenergia/ Equinor	Tak – do 1200 MW Yes – up to 1200 MW	Tak Yes	Tak (wspólna dla MFW B II i MFW B III)	720 MW	720 MW	Tak Yes
2	MFW Bałtyk III	Polenergia/ Equinor	Tak – do 1200 MW Yes – up to 1200 MW	Tak Yes	Yes (common for MFW B II and MFW B III)	720 MW	720 MW	Tak Yes
3	Baltica 3	PGE/Orsted	1045 MW	Tak Yes	W toku Underway	1045 MW	1045 MW	Tak Yes
4	Baltica 2	PGE/Orsted	1498 MW	Tak Yes	W toku Underway	1498 MW	1498 MW	Tak Yes
5	Baltic Power	Baltic Power (Orlen/ Northland Power)	1200 MW	Tak Yes	W toku Underway	1200 MW	1200 MW	Tak Yes
6	FEW Baltic-2	Baltic Trade and Invest (RWE)	350 MW	Tak Yes	W toku Underway	350 MW	350 MW	Tak Yes
7	BC-Wind Polska	Ocean Winds (EDPR i Engie)	2 x 200 MW = 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: PWEA's own study

Dla kolejnych 2 projektów inwestorzy pozyskali decyzje lokalizacyjne oraz warunki przyłączenia. Łączna moc tych projektów ma wynieść ok. 2,5 GW.

In the case of another 2 projects, investors have obtained siting decisions and connection conditions. The total capacity of these projects is expected to be about 2.5 GW.

Tabela 21. Projekty z II fazy wsparcia z pozwoleniami lokalizacyjnymi

Tabela 21. Phase II support projects with localization permits

Inwestor / Investor	Projekt / Project	Moc [MW] Capacity [MW]	Data Rozpoczęcia Działalności Operacyjnej (COD) Commercial operation date (COD)
Polenergia / Equinor	Bałtyk I	1 560	2030
PGE	Baltica 1	896	2031
	Łącznie / Łącznie	2 456	

Źródło: Opracowanie własne PSEW

Source: PWEA's own study

Pozostałe 11 obszarów, wskazanych w załączniku nr 2 do ustawy *offshore*, jeszcze na koniec 2022 r. znajdowało się w procedurze administracyjnej o przyznanie pozwolenia na wzniesienie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w wyłączonej strefie ekonomicznej.

Od 2 stycznia do 30 maja 2023 r. Minister Infrastruktury ogłosił wyniki postępowań rozstrzygających dla wszystkich 11 wyznaczonych obszarów wskazanych w załączniku nr 2 do ustawy *offshore*.

10 z 11 obszarów zostało podzielonych pomiędzy inwestorów Grupy Orlen oraz PGE Polską Grupę Energetyczną. Dla jednej z lokalizacji (obszar 53.E.1) żaden z wnioskodawców nie osiągnął minimum kwalifikacyjnego w kryterium proponowanych okresów obowiązywania pozwolenia, w tym dat rozpoczęcia i zakończenia budowy i eksploatacji przedsięwzięcia.

At the end of 2022, the remaining 11 areas, indicated in Annex 2 to the Offshore act, were still under the administrative procedure for granting permission to erect or use artificial islands, structures and devices in the exclusive economic zone.

From 2 January to 30 May 2023, the Minister of Infrastructure announced the results of the adjudication proceedings for all 11 designated areas indicated in Annex No. 2 to the Offshore Law.

10 of the 11 areas were divided between investors – Orlen Group and PGE Polska Grupa Energetyczna. In the case of one of the sites (Area 53.E.1), none of the applicants reached the qualification minimum in the criterion of proposed permit durations, including start and completion dates for construction and operation of the project.

Tabela 22. Lokalizacje przyznane w 2023 r. w ramach II fazy wsparcia

Numer postępowania <i>Procedure number</i>	Data ogłoszenia wyników postępowania rozstrzygającego / <i>Announcement date for the adjudication proceedings results</i>	Inwestor / <i>Investor</i>	Obszar / <i>Area</i>
6/2022/MFW	30.05.2023 r.	Energa MFW 1 sp. z o.o. (PKN Orlen)	14.E.1
7/2022/MFW	30.05.2023 r.	Energa MFW 2 sp. z o.o. (PKN Orlen)	14.E.2
8/2022/MFW	30.05.2023 r.	Orlen Neptun III sp. z o.o. (PKN Orlen)	14.E.3
9/2022/MFW	30.05.2023 r.	Orlen Neptun IV sp. z o.o. (PKN Orlen)	14.E.4
2/2022/MFW	09.01.2023 r.	PGE Baltica 4 sp. z o.o. (PGE Polska Grupa Energetyczna)	43.E.1
5/2022/MFW	09.02.2023 r.	Elektrownia Wiatrowa Baltica 9 sp. z o.o. (PGE Polska Grupa Energetyczna)	44.E.1
11/2022/MFW	30.05.2023 r.	Elektrownia Wiatrowa Baltica 2 sp. z o.o. (PGE Polska Grupa Energetyczna)	45.E.1
10/2022/MFW	30.05.2023 r.	Orlen Neptun VIII sp. z o.o. (PKN Orlen)	46.E.1
1/2022/MFW	25.01.2023 r.	Elektrownia Wiatrowa Baltica 1 sp. z o.o. (PGE Polska Grupa Energetyczna)	60.E.3
4/2022/MFW	09.02.2023 r.	Elektrownia Wiatrowa Baltica 5 sp. z o.o. (PGE Polska Grupa Energetyczna)	60.E.4
3/2022/MFW	02.01.2023 r.	Brak minimum kwalifikacyjnego	53.E.1

Źródło: Opracowanie własne PSEW

Tab 22. Locations allocated in 2023 under Phase II support

Źródło: PWEA's own study

Perspektywy rozwoju i możliwości inwestycyjne polskiej energetyki wiatrowej są obecnie bardzo obiecujące. Choć szacunki ekspertów co do potencjału wahają się od 18 do 33 GW, wszystkie wskazują na pozytywne tendencje i rosnące możliwości inwestycji. Ocean Winds działa na 7 międzynarodowych rynkach, w tym oczywiście w Polsce, gdzie rozwija projekt BC-Wind, będący jednym z pierwszych morskich farm wiatrowych na Bałtyku. Realizujemy go w ramach I fazy, jednak międzynarodowe doświadczenie Ocean Winds pozwala nam na otwartość na możliwości współpracy w II fazie rozwoju rynku. Pojawiają się już również głosy dotyczące kolejnego etapu rozwoju *offshore wind* w Polsce (tzw. III faza), a to jest dyskusja, którą już teraz wszyscy powinniśmy przeprowadzić, aby ten rynek miał określone cele i jasno określone perspektywy. Otwarcie na inwestorów z potwierdzonym międzynarodowym doświadczeniem z pewnością przyniesie wymierne efekty, zwłaszcza jeśli chodzi o łańcuch dostaw. Jest to kolejny kluczowy aspekt, który nadal będzie się intensywnie rozwijał w Polsce.

W Ocean Winds staramy się budować lokalny łańcuch dostawców, łącząc specyfikę lokalnego rynku z międzynarodowym doświadczeniem, które przekazujemy między rynkami. Jednak wymaga to stabilnej i jasnej wizji rozwoju rynku oraz odpowiedniej podaży projektów. Dobrze działający łańcuch dostaw to nie tylko skuteczna koordynacja i partnerska współpraca pomiędzy różnymi podmiotami. Konieczne jest także ciągłe doskonalenie i podnoszenie kompetencji wszystkich pracowników firm na kolejnych szczeblach współpracy. Dlatego rynek będzie równolegle rozwijał i inwestował w edukację młodzieży, która w najbliższych latach wejdzie na rynek pracy i będzie rozważała swój rozwój właśnie w branży morskiej energetyki wiatrowej (MEW). Dopiero wielopoziomą edukacja będzie wsparciem i gwarantem rozwoju branży.

Realizacja ambitnych projektów w naszym sektorze powinna równolegle wspierać rodzime firmy w poszukiwaniu innowacyjnych rozwiązań technologicznych, które znajdą zastosowanie w MEW. Ważna jest współpraca zarówno z uczelniami wyższymi, ośrodkami badawczymi, jak i wspieranie europejskich projektów, takich jak Eurocluster ELBE. To sojusze klastrów działających w sektorze MEW, promujący europejską współpracę w zakresie innowacji, internacjonalizacji, łączności i rozwoju sektora. Zwycięzcą konkursu został projekt technologii wdrożenia pracy bezzałogowych statków autonomicznych do obsługi morskich farm wiatrowych. To jeden z wielu przykładów, jak innowacyjna technologia może bezpośrednio wpływać na usprawnienia pracy farmy morskiej i w efekcie osiągać bezpośredni wpływ na ekonomiczność projektów MEW.



Kacper Kostrzewa

Dyrektor Projektu, BC-Wind
Project Director, BC-Wind

The development prospects and investment opportunities for Poland's wind energy industry are currently very promising. Although expert estimates of potential range from 18 to 33 GW, they all point to positive trends and growing investment opportunities. Ocean Winds operates in seven international markets, including, of course, Poland, where it is developing the BC-Wind project, which is one of the first offshore wind farms in the Baltic Sea. We are implementing it as part of phase I, but Ocean Winds' international experience allows us to

be open to the possibility of cooperation in phase II of market development. There are also already voices regarding the next phase of offshore wind development in Poland (the so-called phase III), and this is a discussion we should all be having right now, so that this market has defined goals and clearly defined prospects. Opening up

to investors with proven international experience will certainly bring tangible results, especially when it comes to the supply chain. This is another key aspect that will continue to develop intensively in Poland.

At Ocean Winds, we strive to build a local supply chain, combining the specifics of the local market with the international experience we transfer between markets. However, this requires a stable and clear vision of market development and an adequate supply of projects. A well-functioning supply chain is not only about effective coordination and partnership between different players. It is also necessary to continuously improve and enhance the competence of all company employees at successive levels of cooperation. Therefore, the market will be simultaneously developing and investing in the education of young people who will enter the labour market in the coming years and consider their development in the offshore wind energy (OWE) industry exactly. Only multi-level education will support and guarantee the development of the industry.

At the same time, the implementation of ambitious projects in our sector should support domestic companies in the search for innovative technological solutions that will find application in the OWE sector. It is important to cooperate both with universities and research centres, and to support European projects such as Eurocluster ELBE. This is an alliance of clusters active in the OWE sector, promoting European cooperation in innovation, internationalization, connectivity and development of the sector. The winner of the competition was a technology project to implement the operation of unmanned autonomous vessels to operate offshore wind farms. This is one of many examples of how innovative technology can directly affect offshore wind farm operation improvements and, as a result, achieve a direct impact on the economic viability of OWE projects.

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, co jest szczególnie istotne w obecnej sytuacji geopolitycznej. Mimo iż pierwsze pozwolenia lokalizacyjne zostały wydane w 2012 r., na polskich obszarach morskich nie zrealizowano jeszcze żadnej inwestycji. Rozwój tego sektora napotyka szereg barier o charakterze legislacyjnym, administracyjnym i infrastrukturalnym. Do identyfikowanych przez branżę głównych barier należą:

- długotrwałe procedury administracyjne
- niedostateczna ilość inwestycji w sieci elektroenergetyczne
- brak przygotowania infrastruktury portowej
- brak jednostek instalacyjnych i serwisowych.

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) oraz 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 dostosowano 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 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 szereg opóźnień w wydawaniu niezbędnych pozwoleń, w tym decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, pozwoleń lokalizacyjnych czy rozstrzygnięć postępowań rozstrzygających. Konieczność uproszczenia procesu wydawania pozwoleń dla projektów inwestycyjnych MFW to również jeden z głównych postulatów Komisji Europejskiej, podkreślanych chociażby w Europejskiej Karcie Wiatru, podpisanej przez 26 państw UE, w tym i Polskę w grudniu 2023 r., czy najnowszej dyrektywie OZE (RED II), która ma na celu przyspieszenie wdrażania energii odnawialnej w całej UE.

Current investment barriers

Poland can become a European leader in the development of offshore wind power, making a significant contribution to the EU's energy and climate goals. In addition, offshore wind energy sector can be an important element in building the country's independence and energy security, which is particularly important in the current geopolitical situation. Despite the fact that the first siting permits were issued in 2012, no investment has yet been made in Polish maritime areas. The development of the 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
- unprepared port infrastructure
- no installation and service units.

Lengthy administrative procedures

An audit of the implementation of the offshore wind farm program in Poland conducted by the Supreme Audit Office 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 licenses) 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 agreements or opinions approved between authorities. Lengthy administrative procedures mean that the first investments are scheduled for completion in 2025 – 2026, 13-14 years after obtaining siting permits. The SAO stresses that since 2010, when the regulations were adjusted to allow obtaining localization permits for the first projects, the authorities have not developed regulations that would simplify and integrate the current permitting procedures, which would undoubtedly accelerate the development of this type of renewable energy source. According to the SAO, despite the identification of barriers to the development of OWE, the offshore act did not take into account the actual reduction of the statutory administrative burden on applicants and the integration of the investment permitting process. The SAO audit found a number of delays in the issuance of necessary permits, including decisions on environmental conditions, localization permits or settlement of adjudication proceedings. The need to simplify the permitting process for OWF investment projects is also one of the main demands of the European Commission, highlighted, for example, in the European Wind Charter, signed by 26 EU countries including Poland in December 2023, or the latest RES Directive (RED II), which aims to accelerate the deployment of renewable energy across the EU.

Niedostateczne inwestycje w sieci przesyłowej

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 I i II 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. W marcu 2024 r. PSE S.A. przedstawiło projekt planu rozwoju sieci przesyłowej na lata 2025–2034. W dokumencie poddano ocenie dwa etapy dynamiki rozwoju MFW. Jeden z nich zakłada, że w perspektywie 2034 r. rozbudowa sieci przesyłowych powinna pozwolić na przyłączenie do KSP i wyprowadzenie mocy z tych źródeł ok. 13 GW na poziomie 70 TWh – przeprowadzone analizy wykazały, że ujęty w dotychczasowym planie rozwoju na lata 2023–2032 zakres rozbudowy sieci przesyłowej dla przyłączenia i wyprowadzenia mocy z MFW jest wystarczający również dla wskazanej wyżej mocy. Przyłączenie większej ilości mocy *offshore* wymaga odpowiedniego przygotowania infrastruktury energetycznej poprzez budowę nowych punktów umożliwiających przyłączenie MFW¹⁴⁴. Eksperti natomiast wciąż 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).

Brak infrastruktury portowej (serwisowej, instalacyjnej)

Rozwój projektów morskich farm wiatrowych w Polsce wymaga inwestycji w infrastrukturę portową. Każdy z inwestorów I fazy planuje bądź już rozpoczął budowę własnej bazy serwisowej: we Władysławowie – Ocean Winds, w Ustce – RWE oraz PGE i w Łebie – Polenergia, Equinor oraz Baltic Power, natomiast budowa terminala 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 przeladunek komponentów. Decyzja o budowie pierwszego terminala 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. W marcu 2024 r. podjęto decyzję, że terminal instalacyjny do obsługi MFW w gdańskim porcie BalticHub zbuduje Polski Fundusz Rozwoju. Rozpoczęcie prac budowlanych planowane jest w połowie 2024 r., a zakończenie inwestycji w 2026 r. Część przedsięwzięcia wartego 500 mln PLN pokryją środki z Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności (KPO). Drugi z terminali instalacyjnych powstaje

¹⁴⁴ PSE, Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025–2032.

Insufficient investment in transmission networks

According to the 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. In March 2024, PSE S.A. presented a draft transmission grid development plan for 2025–2034. The document evaluates two stages of offshore wind development dynamics. One of them assumes that, in the 2034 perspective, the expansion of the transmission grid should allow for the connection to the NPS and power evacuation from these sources of about 13 GW at the level of 70 TWh – the conducted analyses showed that the scope of transmission grid expansion included in the existing development plan for 2023–2032 for the connection and power evacuation from OWFs is also sufficient for the aforementioned power. The connection of extra offshore power requires adequate preparation of the power infrastructure through the construction of new points enabling the connection of OWF.¹⁴⁴ Experts, on the other hand, continue to point to the insufficient pace of power grid development, especially in the context of planned other power investments in generation sources (including nuclear sources, which are also to be built in the north of the country).

Lack of port infrastructure (service, installation)

The development of offshore wind farm projects in Poland requires investment in port infrastructure. Each of the Phase I investors is planning or has already begun construction of its own service base: Ocean Winds in Władysławowo, RWE and PGE in Ustka, and Polenergia, Equinor and Baltic Power in Łeba, while the construction of the installation terminal is a government decision. The installation terminal is a place to store or manufacture offshore wind farm components, as well as to conduct operations related to the construction itself, including mooring installation vessels and handling components. The decision to build the first installation terminal in Poland at the Port of Gdynia was announced in 2021 in a regulation of the Council of Ministers. Subsequently, in early 2022, the location was changed to the outer port of Gdańsk. In March 2024, it was decided that the installation terminal for serving the OWF at the BalticHub port in Gdańsk will be built by the Polish Development Fund. Construction work is scheduled to begin in mid-2024, and the project is scheduled to be completed in 2026. Part of the PLN 500 million project will be covered by funds from the National Recovery and Resilience Plan (NRP). The second of the installation terminals is being built in Świnoujście.

¹⁴⁴ PSE, Development plan for meeting current and future electricity demand for 2025–2032.

w Świnoujściu. Pod koniec 2022 r. Prezes PKN Orlen ogłosił decyzję o inwestycji, która w pierwszej kolejności zostanie wykorzystana na potrzeby realizacji projektu koncernu – Baltic Power. Aktualnie trwają prace zarówno na części lądowej, jak i hydrotechnicznej. Zgodnie z zapowiedziami, terminal ma być gotowy na początku 2025 r.

Brak jednostek instalacyjnych i serwisowych

Raport WindEurope i PSEW wskazuje, że od 2024 r. na świecie może zabraknąć 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.¹⁴⁵

Poza wskazanymi powyżej barierami na uwagę zasługuje również konieczność dostosowania strategicznych dokumentów rządowych do bieżącej sytuacji gospodarczej i geopolitycznej (w tym PEP2040 oraz KPEiK), a także rozbudowa krajowego zaplecza przemysłowego, niezbędnego do zapewnienia wystarczającej podaży odpowiednich komponentów, podzespołów czy usług na potrzeby rozwijającej się morskiej energetyki wiatrowej. Istotną kwestią w najbliższym czasie będzie również konieczność wyznaczenia w PZPPOM nowych lokalizacji pod przyszłe projekty inwestycyjne, co zapewni właściwy, długoterminowy horyzont realizacji inwestycji, a tym samym sprzyjać będzie powstawaniu nowych zakładów produkcyjnych w Polsce.

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 I i II, 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.

¹⁴⁵ 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

In late 2022, PKN Orlen's CEO announced the decision on the investment, which will first be operated for the corporation's Baltic Power project. Work is currently underway on both the onshore and hydrotechnical parts. According to the announcement, the terminal is expected to be ready in early 2025.

No installation and service units

A report by WindEurope and PWEA indicates that the world may run out of installation vessels for offshore wind farm foundations (FIV) starting in 2024, and a year later, problems with the availability of installation units for offshore turbines (WTIV) will begin. A projected shortage of installation units by 2027 could cause delays in the implementation of about 3 GW of new capacity, and after 2027 – as much as 36.7 GW. The report indicates that the anticipated hindrances after 2027 can be prevented if decisions on the manufacturing of new vessels are made early enough. Their design and manufacturing 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.¹⁴⁵

In addition to the barriers identified above, the need to align the government's strategic documents with the current economic and geopolitical situation (including PEP2040 and the NERP), as well as the expansion of the domestic industrial base necessary to ensure a sufficient supply of appropriate components, subassemblies or services for the growing offshore wind power industry, is also worth noting. An important issue in the near term will also be the need to designate new locations in the PMADP for future investment projects, which will ensure a proper long-term investment horizon and thus promote the establishment of new production facilities in Poland.

The future of the offshore sector in Poland

In 2022, a consortium of UMG Maritime Institute, Ramboll and KP Consulting, commissioned by PWEA, 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 I and Phase II areas, included in Annexes 1 and 2 of the Offshore act and included in the PMADP, is 15.3 GW, with the productivity of the OWF varying from area to area.

¹⁴⁵ PWEA, 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

Tabela 23. Potencjał mocy zainstalowanej poszczególnych grup farm

Faza rynku Market phase	Grupa MFW IMF 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

Źródło: Raport PSEW „Potencjał morskiej energetyki wiatrowej w Polsce”

Tab 23. Potential installed capacity of each group of farms

Source: PWEA Report "Offshore wind energy sector 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 nie są ujęte w PZPPOM, stanowią natomiast wynik analizy eksperckiej. Ich ewentualne wykorzystanie musi wiązać się z szerokimi konsultacjami ze wszystkimi użytkownikami tych obszarów.

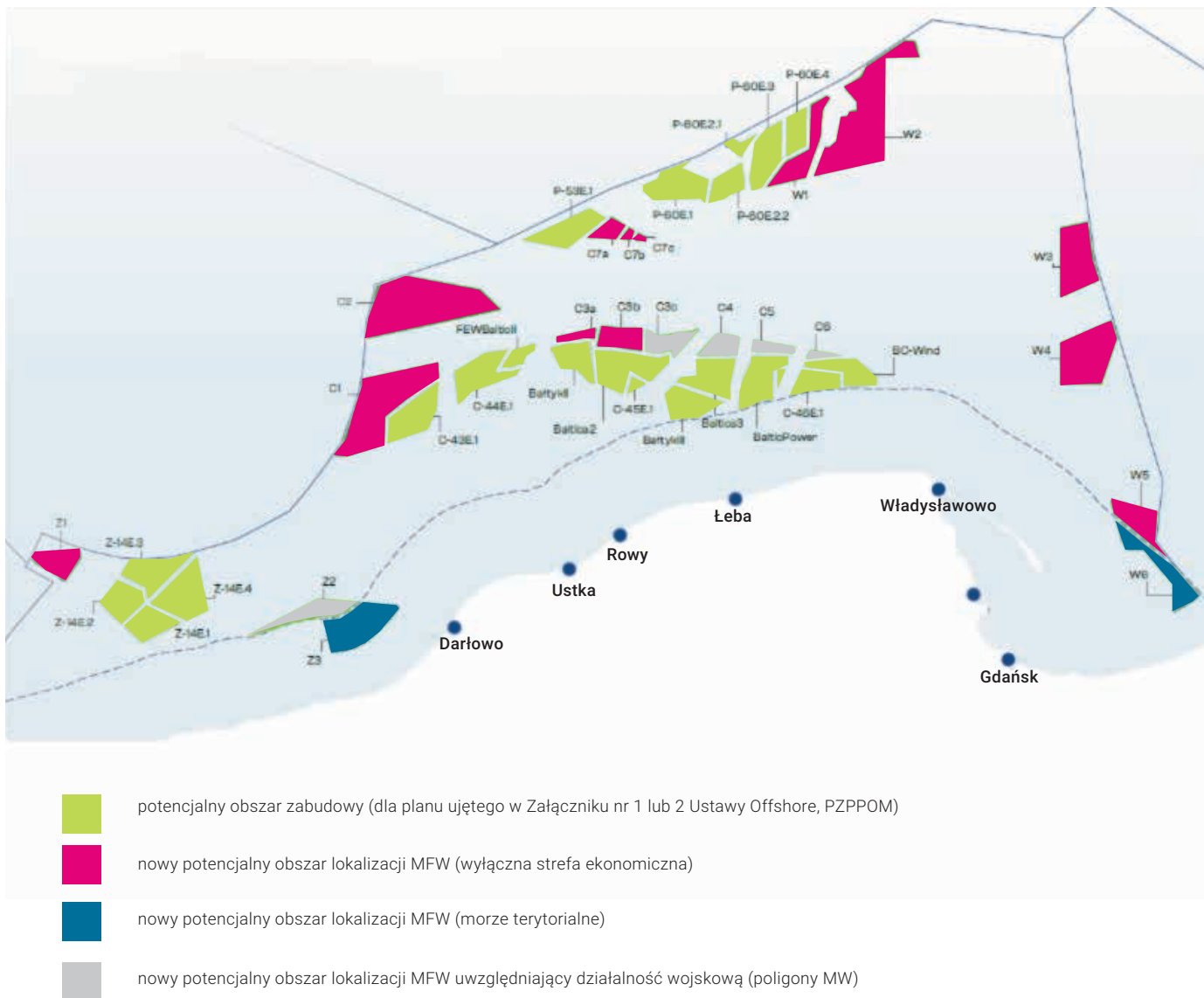
The Report also shows 20 new areas (including 18 in the exclusive economic zone and 2 in the territorial sea) that have the potential to be used for OWE development. The results of the study were aggregated to the level of separate geographic areas and the development area of the recommended new areas 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 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 4. Obszary, na których jest możliwe lokalizowanie morskich farm wiatrowych

Fig. 4. 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.

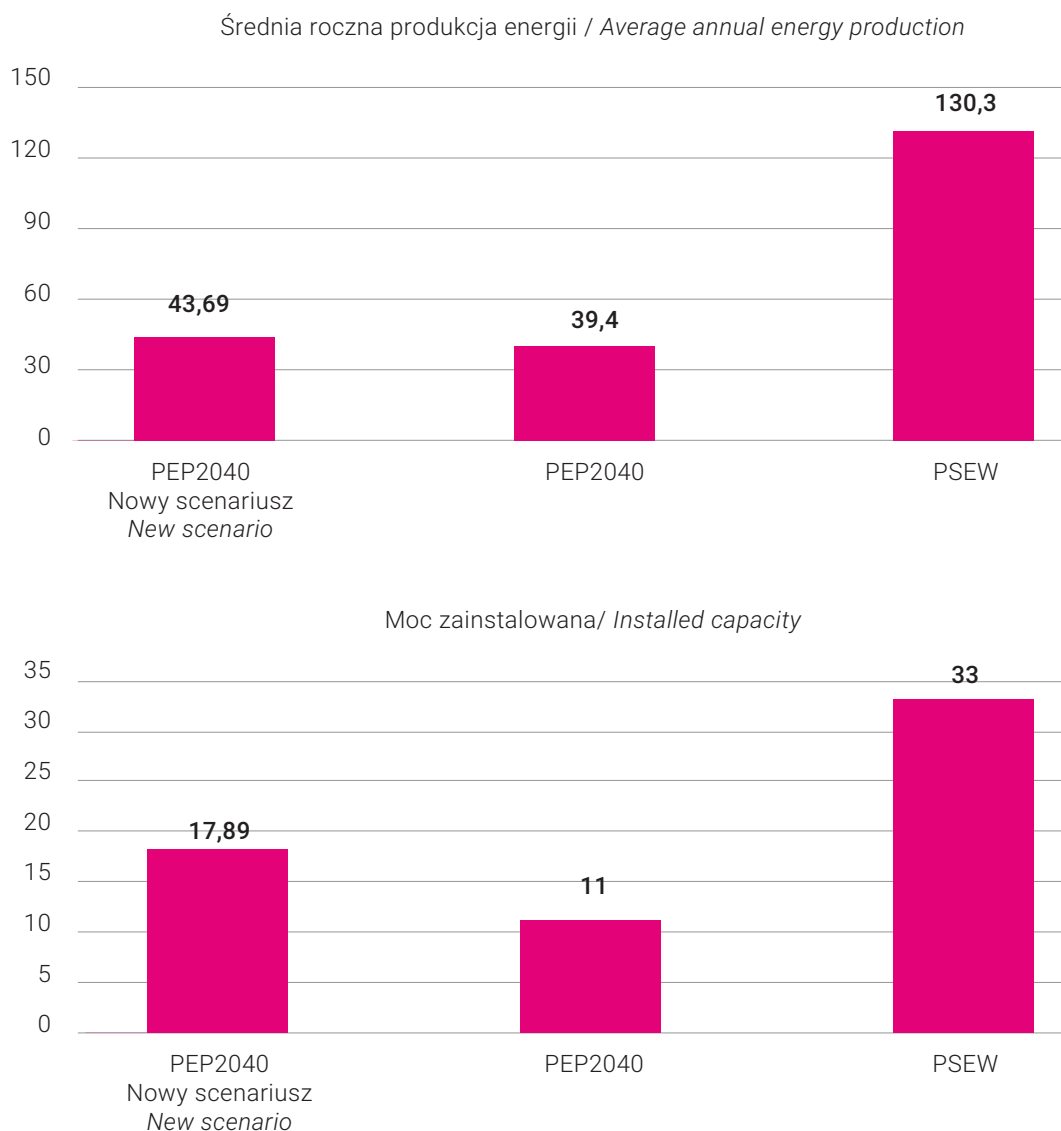
The installed capacity potential for the new areas identified by PWEA was estimated at 17.7 GW, and in terms of average annual productivity at 70.7 TWh.

Łączny rzeczywisty potencjał morskiej energetyki wiatrowej w Polsce, zgodnie z raportem PSEW wynosi zatem aż 33 GW. Morskie farmy wiatrowe o tej mocy mogłyby produkować ok. 130,3 TWh rocznie. Wartości te znacznie przewyższają obecnie obowiązujące cele Polityki Energetycznej Polski do 2040 r., co ukazują poniższe wykresy.

The total actual potential of offshore wind power in Poland, according to the PWEA report, is therefore as high as 33 GW. Offshore wind farms of this capacity could produce about 130.3 TWh per year. These values far exceed the current goals of Poland's Energy Policy until 2040, as shown in Figure 35.

Wykres 35. Porównanie wyników raportu PSEW i celów Polityki Energetycznej Polski do 2040 r.

Chart 35. Compared results of the PWEA 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: PWEA Report "Potential of Offshore Wind Energy Sector in Poland", Energy Policy of Poland until 2040, Conclusions from forecasting analyses for the electricity sector – 3. PEP2040 SCENARIO – SUPPLEMENTAL ANNEX 2.

W przypadku wykorzystania całego oszacowanego przez PSEW potencjału MEW mogłyby 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 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 rzeczywisty potencjał MEW, Polska ma szansę stać się jednym z największych centrów *offshore* w Europie.

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 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.

W przypadku wykorzystania całego oszacowanego przez PSEW potencjału, MEW mogłyby 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 t 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 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.

Pływająca energetyka wiatrowa – perspektywa na przyszłość

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. Ich zastosowanie zwiększa elastyczność w wyborze lokalizacji, w tym możliwość wyboru obszarów o większej prędkości wiatru, znajdujących 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 świecie¹⁴⁶.

Zainteresowanie pływającą energetyką wiatrową rośnie na świecie w szybkim tempie. Natomiast mimo obiecujących prognoz w latach 2021–2022, w raporcie GWEC z 2023 r. obniżono prognozy rozwoju pływającej energetyki wiatrowej o 42% w porównaniu z danymi dotyczącymi 2022 r., szacując wzrost do 2030 r. na poziomie 10,9 GW z uwagi na wyższe koszty technologii, aktualnie panujące trudne warunki gospodarczo-finansowe oraz wąskie gardła w łańcuchach dostaw i w infrastrukturze portowej. Oceniono, iż pomimo ciągłego rozwoju technologia pływającej energetyki wiatrowej nie osiągnie komercjalizacji do 2030 r. Mimo spadku prognozowanej mocy zainstalowanej GWEC wskazuje na duże zainteresowanie na świecie rozwojem projektów wykorzystujących fundamenty pływające, uzależniając osiągnięcie celów klimatycznych od rozwoju tej technologii. W 2023 r. Europa pozostała światowym liderem w instalacji pływających morskich farm wiatrowych, uruchamiając 37 MW mocy, co stanowi 79% dodatkowej pływającej mocy wiatrowej w 2023 r. i zwiększa całkowitą pływającą moc wiatrową do 208 MW, co stanowi 88% globalnych instalacji. Po 2030 r. oczekuje się, że rozwój pływającej morskiej energetyki wiatrowej jeszcze znacznie przyspieszy, a rozwój projektów pływających MFW zostanie znacząco widoczny we Francji i w Chinach, które obecnie rozwijają projekty łącznie o mocy 300 MW. W 2022 r. Chiny rozpoczęły budowę największego pływającego projektu na świecie o mocy 1 GW (projekt reali-

¹⁴⁶ DNV, Floating Offshore Wind: The next five years Floating Offshore Wind: The next five years – DNV

If all of PWEA's estimated potential is used, OWE could satisfy up to 57% of Poland's total electricity demand. Additionally, assuming an 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 at development phase and PLN 46 billion annually at operational phase (based on a report by EY on behalf of PWEA, 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 centres in Europe.

Floating wind power – a perspective on the future

By 2050, about 2% of electricity produced through renewable sources is expected to originate from floating wind farms. The use of floating solutions will provide access to wind resources located in areas of considerable depth. Their use increases flexibility in site selection, including the ability to choose areas with higher wind speeds, located in bodies of water that are deeper 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.¹⁴⁶

Interest in floating wind power is growing rapidly worldwide. In contrast, despite promising forecasts for 2021–2022, the GWEC's 2023 report lowered the forecast for floating wind power development by 42% compared to 2022 figures, estimating growth to 2030 at 10.9 GW due to higher technology costs, the current challenging economic and financial environment, and bottlenecks in supply chains and port infrastructure. It was assessed that despite continued development, floating wind power technology will not reach commercialization by 2030. Despite the decline in projected installed capacity, GWEC indicates strong global interest in developing projects using floating foundations, making the achievement of climate goals dependent on the development of this technology. In 2023, Europe remained the world leader in the installation of floating offshore wind farms, commissioning 37 MW of capacity, representing 79% of additional floating wind capacity in 2023, and bringing total floating wind capacity to 208 MW, representing 88% of global facilities. After 2030, the development of floating offshore wind power is expected to accelerate even more significantly, with the development of floating offshore wind projects significantly seen in France and China, which are currently developing projects with a combined capacity of 300 MW. In 2022, China began the construction of the world's largest floating project with a capacity of 1 GW (the project is being implemented in several phases, and the

¹⁴⁶ DNV, Floating Offshore Wind: The next five years Floating Offshore Wind: The next five years – DNV

zowany jest w kilku fazach, a pierwsza z faz ma być oddana do użytku na początku 2025 r.)¹⁴⁷. Chiny są zresztą wciąż liderem rozwoju morskiej energetyki wiatrowej, instalując w 2023 r. 6,3 GW mocy na morzu, dzięki czemu ich łączna moc morskich instalacji wyniosła 38 GW.

Komisja Europejska wyznaczyła cel zainstalowania 150 MW mocy z pływających morskich turbin wiatrowych do 2024 r.¹⁴⁸. Cel udało się spełnić i dziś Europa ma łącznie 208 MW mocy zainstalowanej w elektrowniach tej technologii, co odpowiada 88% globalnych instalacji. Europa pozostaje wciąż liderem pływającej morskiej energetyki wiatrowej na świecie. W ubiegłym roku na wodach europejskich zainstalowano 37 MW nowych mocy pływających elektrowni wiatrowych. W niektórych państwach europejskich zwiększane lub definiowane są cele i ogłaszane duże komercyjne projekty dotyczące pływających elektrowni wiatrowych. W 2023 r. Norwegia podłączyła pozostałe 35 MW z Hywind Tampen (95 MW mocy łącznie), obecnie największej pływającej morskiej farmy na świecie. Dodatkowo kraj ten zamierza sprzedać na aukcji 1,5 GW morskiej energii wiatrowej w lokalizacji Sørilige Nordsjø II i 1,5 GW, wykorzystując pływające fundamenty w lokalizacji Utsira Nord.

Francja do 2027 r. zakłada rozstrzygnięcie aukcji dla 7,8 GW mocy, w tym 2 GW dla 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 Hiszpanii w 2024 r. odbędzie się aukcja dla projektu farmy wiatrowej z wykorzystaniem pływających fundamentów na Wyspach Kanaryjskich o wolumenie ok. 300 MW¹⁴⁹. Warto zaznaczyć, że w 2023 r. Hiszpania zainstalowała również projekt DemoSATH, pływającą barkę wyposażoną w turbinę wiatrową o mocy 2 MW, zlokalizowaną u wybrzeży Bilbao¹⁵⁰.

Również Polska posiada potencjał w zakresie pływającej energetyki wiatrowej. W raporcie PSEW spośród wskazanych 20 nowych obszarów morskich, dla 6 lokalizacji założono wykorzystanie fundamentów pływających. Łączna moc, jaka mogłaby zostać zrealizowana na tych obszarach, to 9,6 GW¹⁵¹, 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 zastosowaniu fundamentów pływających wartość LCOE może przekroczyć 200 USD/MWh. Wynika to przede wszystkim z niewielkich rozmiarów pierwszych pływających farm wiatrowych oraz niedojrzałości

first phase is expected to be commissioned in early 2025).¹⁴⁷ In addition, China continues to lead the development of offshore wind power, installing 6.3 GW of offshore capacity in 2023, bringing their total offshore capacity to 38 GW.

The European Commission has set a target of installing 150 MW of capacity from floating offshore wind turbines by 2024.¹⁴⁸ The target has been met and today Europe has a total of 208 MW of installed capacity under this technology, equivalent to 88% of global facilities. Europe continues to lead the world in floating offshore wind power. Last year, 37 MW of new floating wind power capacity was installed in European waters. In some European countries, targets are being extended or defined and large commercial floating wind projects are being announced. In 2023, Norway connected the remaining 35 MW from Hywind Tampen (95 MW of total capacity), currently the largest floating offshore wind farm in the world. In addition, the country intends to auction 1.5 GW of offshore wind power at the Sørilige Nordsjø II site and 1.5 GW using floating foundations at the Utsira Nord site.

France is targeting auctions for 7.8 GW of capacity by 2027, including 2 GW for floating wind turbines. The UK has increased its 2030 target for OWE from 40 to 50 GW, including 5 GW for floating turbines. In Spain, there will be an auction in 2024 for a floating foundation wind farm project in the Canary Islands with a capacity of about 300 MW.¹⁴⁹ It is worth noting that in 2023, Spain also completed the DemoSATH project, a floating barge equipped with a 2 MW wind turbine, located off the coast of Bilbao.¹⁵⁰

Poland also has the potential for floating wind power. In the PWEA report, of the 20 new offshore areas identified, the use of floating foundations was assumed for 6 sites. The total power that could be implemented in these areas is 9.6 GW,¹⁵¹ which is more than 50% of their total potential.

Currently, the main barrier to the development of this technology is cost. The LCOE for offshore wind farms using fixed foundations is below \$50/MWh, while exceeding \$200/MWh for floating foundations. 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 fall to \$100/MWh by 2025 and below \$40/MWh by 2050. This will be a result of

¹⁴⁷ Chiny rozpoczynają budowę pływającego projektu morskiej energetyki wiatrowej o mocy 1 GW w Hainan | Enerdata

¹⁴⁸ 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)

¹⁴⁹ GWEC, Global Wind Report 2024

¹⁵⁰ WindEurope, Wind energy in Europe, 2023 Statistics and the outlook for 2024–2030.

¹⁵¹ Raport PSEW „Potencjał morskiej energetyki wiatrowej w Polsce”

¹⁴⁷ China starts building a 1 GW floating offshore wind project in Hainan | Enerdata

¹⁴⁸ 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)

¹⁴⁹ GWEC, Global Wind Report 2024

¹⁵⁰ WindEurope, Wind energy in Europe, 2023 Statistics and the outlook for 2024–2030.

¹⁵¹ PWEA report "Offshore wind power potential in Poland"

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 przedsięwzięć¹⁵².

technological development and the scale of projects under construction.¹⁵²

¹⁵² DNV, Floating Offshore Wind: The next five years, Floating Offshore Wind: The next five years – DNV

¹⁵² DNV, Floating Offshore Wind: The next five years, Floating Offshore Wind: The next five years – DNV



Dodatek specjalny:

Przemysł wiatrowy i jego potrzeby

Opracowano we współpracy z Polską Agencją Inwestycji i Handlu

Special Focus:

The wind energy industry and its needs

Prepared in cooperation with the Polish Investment & Trade Agency

Europejski plan przemysłowy dla *local content*

Bezpieczeństwo energetyczne Unii Europejskiej, a tym samym wszystkich państw członkowskich, uzależnione jest od szybkiej transformacji sektora energetycznego, opartej na odnawialnych źródłach energii. Odejście od importowanych paliw kopalnych na rzecz niewyczerpywalnych zasobów odnawialnych (np. wiatru i słońca) ograniczy perturbacje gospodarcze spowodowane drastyczną zmiennością cenową nośników energii. Konieczność przyspieszenia dotychczas prowadzonej na poziomie UE polityki energetycznej stała się oczywista. Nawet państwa członkowskie, które dotychczas sceptycznie podchodziły do transformacji energetycznej, zrozumiały, że tylko odnawialne źródła potrafią zapewnić dostęp do taniej i czystszej energii.

Kluczowym elementem transformacji energetycznej jest Europejska Strategia Przemysłowa¹⁵³.

UE chce poprzez tę strategię zwiększyć globalną konkurencyjność swoich sektorów przemysłu oraz ich autonomię i odporność. Europejski przemysł ma skierować transformację UE w stronę neutralności klimatycznej oraz przywództwa cyfrowego. Ma też umożliwić i przyspieszyć zmiany, innowacje i wzrost.

W maju 2019 r. Rada Europejska zaprezentowała wizję europejskiego przemysłu z horyzontem do roku 2030. Następnie w marcu 2020 r. Komisja Europejska opublikowała pakiet dotyczący nowej polityki przemysłowej. W październiku 2020 r. Rada Europejska potwierdziła, że należy prowadzić ambitną europejską politykę przemysłową, która sprawi, że unijny przemysł będzie bardziej zrównoważony, odporniejszy, bardziej ekologiczny i bardziej konkurencyjny.

Komisja zaktualizowała więc strategię przemysłową w maju 2021 r., opierając się na wnioskach wyciągniętych z kryzysu związanego z Covid-19 i potwierdzając znaczenie strategii przemysłowej dla wspierania transformacji ekologicznej i cyfrowej, zwiększania konkurencyjności przemysłu UE na świecie oraz wzmocnienia otwartej autonomii strategicznej UE. Ponadto Komisja zaproponowała nowe środki mające na celu pobudzenie odbudowy po pandemii. Strategia przemysłowa dla Europy koncentruje się na następujących kluczowych obszarach:

- zwiększenie odporności jednolitego rynku
- podjęcie problemu strategicznych zależności UE
- przyspieszenie transformacji ekologicznej i cyfrowej.

Unia Europejska wyciągnęła również wnioski z zawirowań gospodarczych wywołanych pandemią COVID-19, dostrzegając, że bezpieczeństwo energetyczne jest bezpośrednio skorelowane z posiadaniem na swoim terytorium silnej bazy przemysłowej, zdolnej dostarczyć odpowiednie ilości produktów i komponentów niezbędnych do zrealizowania wszystkich inwestycji energetycznych.

¹⁵³ <https://www.consilium.europa.eu/pl/policies/eu-industrial-policy/>

European industrial plan for local content

The energy security of the European Union, and thus of all member states, depends on the rapid transformation of the energy sector, based on renewable energy sources. Moving away from imported fossil fuels to inexhaustible renewable resources (e.g., wind and solar) will reduce the economic perturbations caused by the drastic price volatility of energy carriers. The need to accelerate the energy policy pursued so far at the EU level has become obvious. Even member states that were previously skeptical about the energy transition have understood that only renewable sources can provide access to cheap and clean energy.

A key element of the energy transition is the European Industrial Strategy.¹⁵³

With this strategy, the EU wants to increase the global competitiveness of its industries and their autonomy and resilience. European industry is to steer the EU's transformation towards climate neutrality and digital leadership. It is also to enable and accelerate change, innovation and growth.

In May 2019, the European Council unveiled a vision for European industry with a horizon to 2030. Next, in March 2020, the European Commission published a package on a new industrial policy. In October 2020, the European Council reaffirmed the need for an ambitious European industrial policy that will make EU industry more sustainable, more resilient, greener and more competitive.

Therefore, the Commission updated the industrial strategy in May 2021, building on the lessons learned from the COVID-19 crisis and reaffirming the importance of the industrial strategy in supporting environmental and digital transformation, enhancing EU industry's global competitiveness and strengthening the EU's open strategic autonomy. In addition, the Commission proposed new measures to boost recovery from the pandemic. The European Industrial Strategy focuses on the following key areas:

- increasing the resilience of a uniform market
- addressing the problem of EU's strategic dependencies
- accelerating environmental and digital transformation.

The European Union has also learned from the economic turmoil caused by the COVID-19 pandemic by recognizing that energy security is directly correlated with having a strong industrial base within its territory, capable of supplying adequate quantities of products and components necessary for all energy investments.

¹⁵³ <https://www.consilium.europa.eu/pl/policies/eu-industrial-policy/>

Aby zapewnić Europie wiodącą pozycję pod względem innowacji przemysłowych i czystych technologii, Komisja Europejska w lutym 2023 r. przedstawiła przemysłowy plan Europejskiego Zielonego Ładu („Plan przemysłowy zielonego Ładu na miarę epoki neutralności emisyjnej”). Jest to odpowiedź na rosnące uzależnienie od importu kluczowych komponentów, w szczególności z Azji. Europa w trosce o konkurencyjność rodzimych firm przygotowała plan, w którym kluczem do efektywnej transformacji energetycznej mają być lokalne fabryki i wykwalifikowane kadry. Szansa, przed jaką stoi przemysł europejski, jest ogromna. Międzynarodowa Agencja Energetyczna szacuje, że do 2030 r. światowy rynek kluczowych, masowo wytwarzanych, czystych technologii energetycznych będzie wart około 650 mld USD rocznie (ok. 600 mld EUR), czyli ponadtrzykrotnie więcej niż obecnie. Ponaddwukrotnie może wzrosnąć liczba miejsc pracy związanych z produkcją energii¹⁵⁴. Światowy przemysł technologii neutralnych emisyjnie dynamicznie się rozwija, co prowadzi niekiedy do sytuacji, że popyt przewyższa podaż. UE udowodniła również, że zielona transformacja może korzystnie wpłynąć na konkurencyjność. Stopniowa rezygnacja z rosyjskich paliw kopalnych przyspieszyła nową rewolucję przemysłową mającą na celu dekarbonizację gospodarki. W gospodarce UE opracowuje się i wprowadza szeroką gamę nowych technologii neutralnych emisyjnie: w obszarze transportu, budownictwa, produkcji i energii. Co więcej, powstają zupełnie nowe rynki.

Nowy plan przemysłowy Zielonego Ładu jest przede wszystkim skierowany na *local content*. W tym celu zapewniane są warunki sprzyjające zwiększeniu zdolności produkcyjnych UE w zakresie technologii i produktów zeroemisyjnych, co optymalizuje dotychczasowe warunki niezbędne do osiągnięcia ambitnych celów klimatycznych Europy.

W ramach planu przemysłowego Zielonego Ładu ujęte zostały dokumenty:

Przyjęty w marcu 2024 r. przez Radę Europejską akt o surowcach krytycznych (Critical Raw Material Act). Nowe przepisy mają zwiększyć i zdywersyfikować podaż surowców krytycznych w UE, wzmocnić obieg zamknięty, w tym recykling, wspierać badania i innowacje dotyczące zasobooszczędności i substytutów dla surowców oraz wzmocnić strategiczną autonomię UE.

UE wyznaczyła w tym względzie cele, które chce osiągnąć do 2030 r.:

- co najmniej 10% rocznego unijnego zużycia ma pochodzić z wydobycia w UE
- co najmniej 40% rocznego unijnego zużycia ma pochodzić z przetwarzania w UE
- co najmniej 25% rocznego unijnego zużycia ma pochodzić z wewnętrznego recyklingu

¹⁵⁴ Sprawozdanie Międzynarodowej Agencji Energetycznej pt. „Energy Technology Perspectives” (2023) [Perspektywy rozwoju technologii energetycznych].

To put Europe at the forefront of industrial innovation and clean technology, in February 2023 the European Commission presented an industrial plan for the European Green Deal (“Green Deal industrial plan for the net-zero age”). This is in response to growing dependence on imports of key components, particularly from Asia. Europe, concerned about the competitiveness of domestic companies, has prepared a plan in which local factories and skilled workers are to be the key to an effective energy transition. The opportunity for the European industry is enormous. The International Energy Agency estimates that by 2030 the global market for key, mass-produced, clean energy technologies will be worth about \$650 billion a year (about EUR 600 billion), more than triple what it is today. The number of jobs related to energy production could more than double.¹⁵⁴ The global carbon-neutral technology industry is growing rapidly, sometimes leading to a situation where demand exceeds supply. The EU has also proven that a green transition can benefit competitiveness. The gradual phase-out of Russian fossil fuels has accelerated a new industrial revolution to decarbonize the economy. A wide range of new carbon-neutral technologies are being developed and introduced in the EU economy: in the areas of transportation, construction, manufacturing and energy. Moreover, entirely new markets are being created.

The new Green Deal industrial plan is primarily aimed at local content. To this end, conditions are being provided to foster an increase in the EU's production capacity for emission-neutral technologies and products, optimizing the existing conditions necessary to achieve Europe's ambitious climate goals.

The Green Deal industrial plan includes the following documents:

Adopted in March 2024 by the European Council, the Critical Raw Material Act. The new legislation is expected to increase and diversify the supply of critical raw materials in the EU, strengthen closed-loop circuits including recycling, support research and innovation on resource efficiency and substitutes for raw materials, and strengthen the EU's strategic autonomy.

In this regard, the EU has set targets it wants to achieve by 2030:

- at least 10% of annual EU consumption to come from EU mining
- at least 40% of annual EU consumption to come from EU processing
- at least 25% of annual EU consumption to come from internal recycling

¹⁵⁴ International Energy Agency report entitled. "Energy Technology Perspectives" (2023) [Energy Technology Outlook.]

- z jednego państwa trzeciego ma pochodzić nie więcej niż 65% rocznego zużycia w Unii każdego z surowców strategicznych na odpowiednim etapie przetwarzania

Produkcja unijnych technologii odnawialnych będzie możliwa tylko wtedy, jeżeli zagwarantuje się dostęp do odpowiednich surowców krytycznych, m.in. przez dywersyfikację źródeł i recykling surowców w celu zmniejszenia zależności UE od wysoce skoncentrowanych dostaw z państw trzecich.

Z kolei w lutym 2024 r. Rada i Parlament Europejski osiągnęły wstępne porozumienie co do aktu o przemyśle neutralnym emisyjnie (Net Zero Industry Act). Nowe przepisy ułatwią inwestowanie w zielone technologie poprzez:

- usprawnienie procedur udzielania pozwoleń
- wspieranie strategicznych projektów wybieranych w oparciu o kryteria dekarbonizacji
- ułatwienie dostępu produktów technologii neutralnych emisyjnie do rynku
- określenie zasad zachęt publicznych
- podnoszenie kwalifikacji europejskich pracowników

Celem jest zaspokojenie 40% zapotrzebowania UE na produkty technologii strategicznych, takie jak panele fotowoltaiczne, turbiny wiatrowe, baterie i pompy ciepła. Aktualnie czekamy na odpowiedni akt delegowany. Dokument ma też między innymi nałożyć na państwa członkowskie obowiązek uwzględniania w aukcjach OZE, w wymiarze co najmniej 15%, kryteriów pozacenowych (zarówno kryteriów wstępnej kwalifikacji, jak i pozacenowych kryteriów udzielenia zamówienia). Są nimi:

- odpowiedzialne prowadzenie biznesu
- certyfikacja pod względem bezpieczeństwa danych i cyberbezpieczeństwa
- oraz możliwość wykonania projektu kompleksowo i terminowo

Państwa członkowskie będą też mogły dodawać inne kryteria kwalifikacji wstępnej. Szczegóły zostaną doprecyzowane w ciągu 9 miesięcy w akcie delegowanym. Członkowie #UE będą mieli obowiązek stosowania kryteriów pozacenowych do co najmniej 30% wolumenu aukcji w danym roku lub alternatywnie do co najmniej 6 GW energii oferowanej w ramach aukcji rocznie.

UE skupia się przede wszystkim na aspekcie energii i jej bezpiecznych dostaw. Wysokie ceny energii i zakłócenia w łańcuchach dostaw poważnie osłabiły konkurencyjność wielu przedsiębiorstw. Dotyczy to w szczególności sektorów energochłonnych. Aby rozwiązać problem wysokich kosztów energii i zastąpić kosztowne paliwa kopalne tańszymi odnawialnymi źródłami energii, podjęto istotne kroki zgodnie z planem REPowerEU. Powstała unijna platforma energetyczna, aby łączyć popyt na gaz, koordynować wykorzystanie infrastruktury i prowadzić negocjacje z partnerami międzynarodowymi. Jak określono w planie REPowerEU, zwiększenie konkurencyjności przemysłu będzie wymagało zarówno transformacji procesów przemysłowych, znacznego przyspieszenia i zwiększenia korzystania z energii ze źródeł odnawialnych, jak i większych wysiłków na rzecz efektywności energetycznej

- no more than 65% of the EU's annual consumption of each strategic raw material at the relevant processing stage is to come from a single third country

The production of EU renewable technologies will only be possible if access to adequate critical raw materials is guaranteed, including by diversifying sources and recycling raw materials to reduce the EU's dependence on highly concentrated supplies from third countries.

And in February 2024, the Council and the European Parliament reached a preliminary agreement on the Net Zero Industry Act. The new legislation will facilitate investment in green technologies by:

- streamlining licensing procedures
- supporting strategic projects selected on the basis of decarbonization criteria
- facilitating market access for carbon-neutral technology products
- defining public incentive rules
- upgrading the skills of European workers

The goal is to meet 40% of EU demand for strategic technology products, such as photovoltaic panels, wind turbines, batteries and heat pumps. We are currently waiting for a relevant delegated act. The document is also, among other things, to require member states to include non-price criteria (both pre-qualification criteria and non-price award criteria) in RES auctions, at a minimum of 15%. These are:

- responsible business conduct
- certification for data security and cyber security
- the ability to complete a project comprehensively and on time

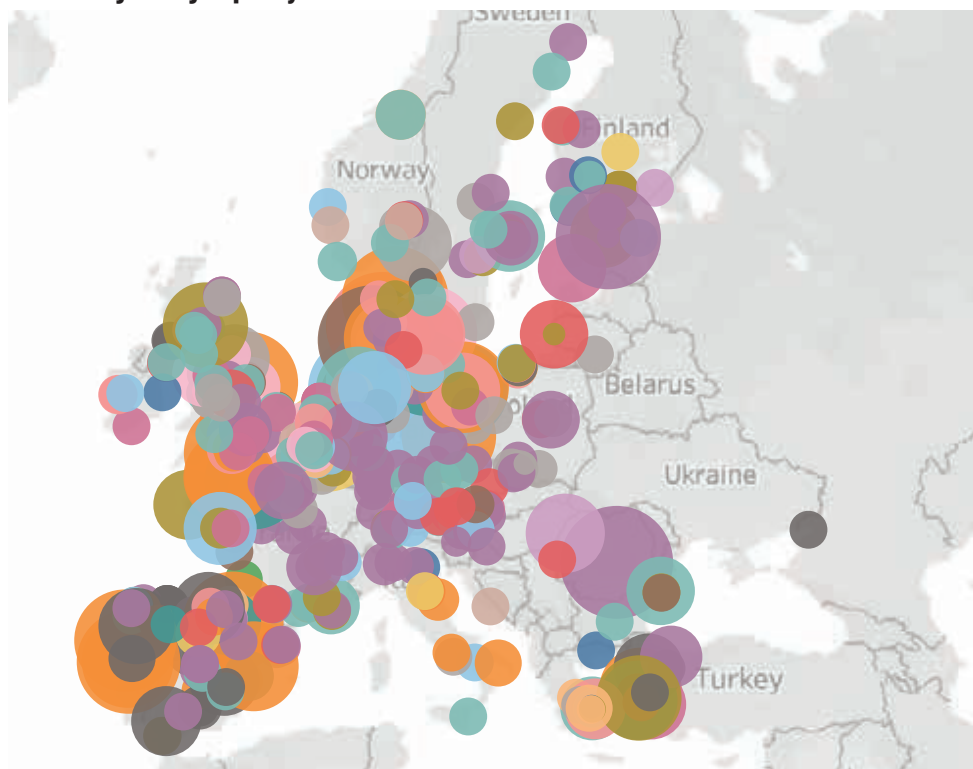
Member states will also be able to add other prequalification criteria. Details will be clarified within 9 months in a delegated act. #EU members will be required to apply non-price criteria to at least 30% of the auction volume in a given year, or alternatively to at least 6 GW of energy offered in the auction annually.

The EU's main focus is on the aspects of energy and its secure supply. High energy prices and disruptions in supply chains have seriously undermined the competitiveness of many companies. This is particularly true for energy-intensive sectors. To address high energy costs and replace expensive fossil fuels with cheaper renewable energy sources, significant steps have been taken in line with the REPowerEU plan. An EU energy platform has been established to pool gas demand, coordinate infrastructure use and negotiate with international partners. As outlined in the REPowerEU plan, increasing industrial competitiveness will require both the transformation of industrial processes, a significant acceleration and increase in the use of renewable energy, greater efforts on energy efficiency and reducing energy demand, as well as changing and upgrading

i zmniejszenia zapotrzebowania na energię, a także zmiany i podniesienia kwalifikacji pracowników. Pomocne z pewnością będą także długoterminowe umowy cenowe (c/vPPA), które mogą odegrać ważną rolę, gdyż umożliwiłyby wszystkim użytkownikom energii elektrycznej korzystanie z bardziej przewidywalnych i niższych cen energii z odnawialnych źródeł.

workforce. Long-term pricing agreements (c/vPPAs), which could play an important role by enabling all electricity users to benefit from more predictable and lower prices for energy from renewable sources, will also certainly help.

Rysunek 5. Powiązanie łańcuchów dostaw energii wiatrowej i miejsc pracy



Mapa przedstawia zakłady produkcji energii wiatrowej w UE według segmentów. Wielkość okręgu jest proporcjonalna do liczby miejsc pracy przypadających na dany zakład (mały okrąg: 10-50 pracowników; duży okrąg: ponad 1000 pracowników).

Źródło: Opracowanie WindEurope

Fig. 5. Linking wind energy supply chains and jobs

- Montaż / Assembly
- Łopaty / Blades
- Kable / Cables
- Komponenty / Components
- Konstrukcja / Construction
- Fundamenty / Foundations
- Przekładnie / Gearboxes
- Generatory / Generators
- Siatki / Grids
- Logistyka / Logistics
- Gondole / Nacelles
- O&E / O&E
- O&M / O&M
- Operacje / Operations
- Inne / Other
- Port / Port
- Badania i rozwój / R&D
- Usługi / Services
- Wieże / Towers

The map shows EU wind energy production facilities by segment. The circle size is proportional to the number of jobs per plant (small circle: 10-50 employees; large circle: more than 1,000 employees).

Source: WindEurope study

Europa jest jednym z regionów na świecie o największych zdolnościach produkcyjnych komponentów energii wiatrowej. Europa ma silnie powiązany ze sobą łańcuch dostaw w tej technologii, m.in. ze względu na wolny handel, który ułatwia swobodny przepływ towarów przez granice państw członkowskich. Warte uwagi kraje europejskie, przodujące w łańcuchu dostaw dla *onshore wind*, to Niemcy, Hiszpania i Dania, z których wszystkie mają znaczącą działalność związaną z produkcją głównych komponentów turbin wiatrowych – łopat, gondoli i wież. W ostatnich latach do ww. krajów dołącza Francja z nowymi zakładami produkującymi łopaty i gondole. W przypadku fundamentów dla *offshore wind* kluczowymi producentami są Holandia, Niemcy oraz Dania. Nic dziwnego zatem, że to właśnie te kraje należą do liderów pod względem mocy zainstalowanej dla morskiej energetyki wiatrowej w Europie¹⁵⁵.

¹⁵⁵ The State of the European Wind Energy Supply Chain, Rystad Energy, 2023.

Europe is one of the regions in the world with the largest production capacity for wind power components. Europe has a highly interconnected technological supply chain, owing to, among other things, free trade that facilitates the free flow of goods across member state borders. Noteworthy European countries at the forefront of the supply chain for onshore wind are Germany, Spain and Denmark, all of which have significant activities related to the production of major wind turbine components – blades, nacelles and towers. In recent years, France has joined the aforementioned countries with new blade and nacelle manufacturing facilities. The key manufacturers of offshore wind foundations are the Netherlands, Germany and Denmark. Not surprisingly, these countries are among the leaders in terms of installed capacity for offshore wind power in Europe.¹⁵⁵

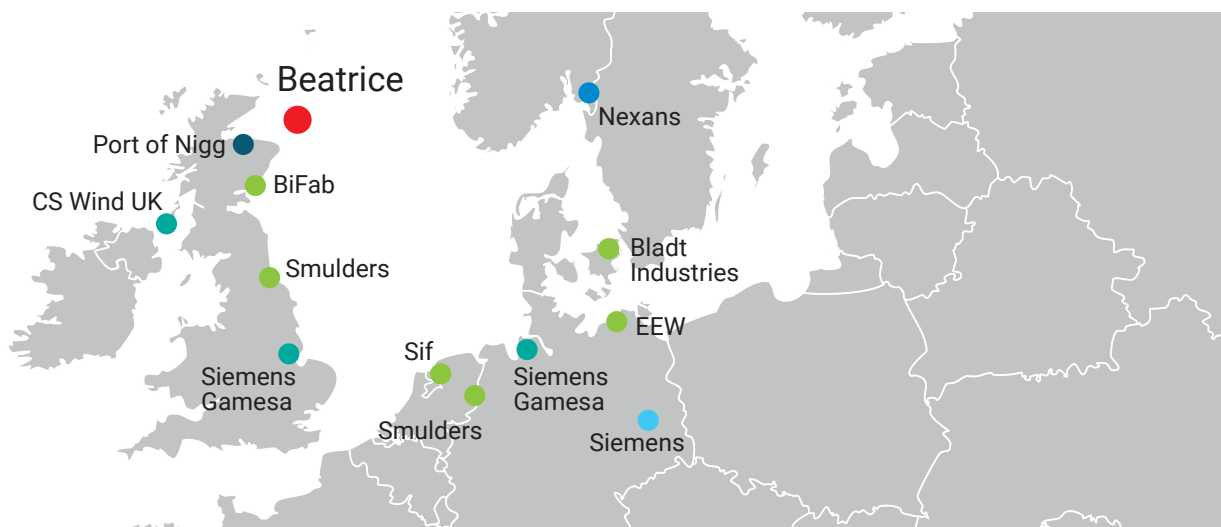
¹⁵⁵ The State of the European Wind Energy Supply Chain, Rystad Energy, 2023.

Złożony proces kompletowania wszystkich komponentów oraz uruchomienia farmy wiatrowej można zaprezentować na przykładzie jednego europejskiego projektu morskiej elektrowni wiatrowej Beatrice w Wielkiej Brytanii. W budowie farmy wiatrowej wzięło udział 10 dostawców i 6 krajów dostarczających główne komponenty. Co ciekawe, wystarczyło 6 dostawców, aby dostarczyć fundamenty, z kolei główne części turbin: łopaty i gondola zostały wyprodukowane w różnych krajach. Ilustracja poniżej pokazuje także znaczenie wydajnego systemu wysyłki do dostarczania tysięcy komponentów i podkomponentów.

The complex process of completing all the components and commissioning a wind farm can be demonstrated on the example of one European project – the Beatrice offshore wind farm in the UK. The wind farm construction involved 10 vendors and 6 countries supplying major components. Interestingly, it only took 6 vendors to supply the foundations, while the main turbine parts: blades and nacelle were manufactured in different countries. The illustration below also shows the importance of an efficient shipping system to deliver thousands of components and subcomponents.

Rysunek 6: Ilustracja systemu łańcucha dostaw dla morskiej farmy wiatrowej Beatrice w Wielkiej Brytanii

Fig. 6. Illustration of the supply chain system for the Beatrice offshore wind farm in the UK



Źródło: Rystad Energy research and analysis

Source: Rystad Energy research and analysis

Port w Nigg, Nigg, Wielka Brytania

Port w Nigg był wykorzystywany jako port zbiorczy na etapie montażu turbin. Przed montażem lub składowaniem, docierały tu wszystkie elementy turbin. Jednostka T&I (transportowo-montażowa) Pacific Orca była w stanie zabierać z portu zbiorczego pięć turbin jednocześnie.

Port of Nigg, Nigg, UK

The port of Nigg was used as marshalling port during the turbine installation phase. All turbine components were delivered here before the installation for assembly or storage. The T&I vessel Pacific Orca could take five turbines at a time out of the marshalling port.

BiFab, Methil, Wielka Brytania

BiFab wyprodukowała 26 z 84 kratownic w ramach projektu. 18 z dolnych części fundamentów zostało wysłanych ze stoczni Smulders w Newcastle.

BiFab, Methil, UK

BiFab produced 26 of the 84 jackets for the project. 18 of the lower part of the foundations were sent from Smulders' yard in Newcastle.

CS Wind UK, Machrihanish, Wielka Brytania

Wieże turbin wiatrowych produkowane były przez CS Wind UK na zlecenie Siemens Gamesa. Były następnie wysyłane do portu zbiorczego w Nigg celem montażu.

CS Wind UK, Machrihanish, UK

The wind turbine towers were produced by CS Wind UK on contract for Siemens Gamesa. They were then shipped to Nigg marshalling port for assembly.

Smulders, Newcastle, Wielka Brytania

Firma Smulders wyprodukowała górne części 28 zakontraktowanych kratownic w Hoboken, a następnie wysłała je do swojej fabryki w Newcastle celem montażu.

Smulders, Newcastle, UK

Smulders built the upper parts of their 28 contracted jackets in Hoboken and shipped them to its factory in Newcastle for assembly.

Siemens Gamesa, Hull, Wielka Brytania

Siemens Gamesa wyprodukowała wszystkie łopaty turbin wiatrowych w swoim zakładzie w Hull. Łopaty zostały przetransportowane do portu w Nigg.

Siemens Gamesa, Hull, UK

Siemens Gamesa produced all the wind turbine blades at its facility in Hull. The blades were transported to Nigg Port.

Sif, Rotterdam, Królestwo Niderlandów

Firma Sif dostarczyła swoją część pali do fundamentów podnośnych.

Sif, Rotterdam, Netherlands

Sif delivered a share of the piles for the jack-up foundations.

Smulders, Hoboken, Belgia

Firma Smulders wyprodukowała górne części 28 zakontraktowanych kratownic w Hoboken, a następnie wysłała je do swojej fabryki w Newcastle celem montażu.

Smulders, Hoboken, Belgium

Smulders built the upper parts of their 28 contracted jackets in Hoboken and shipped them to its factory in Newcastle for assembly.

Siemens Gamesa, Cuxhaven, Niemcy

Siemens Gamesa wyprodukowała gondole w ramach projektu Beatrice w swoim zakładzie produkcji gondol w Cuxhaven.

Siemens Gamesa, Cuxhaven, Germany

Siemens Gamesa produced the nacelles for the Beatrice project at the Cuxhaven nacelle plant.

Siemens, Drezno, Niemcy

Firmie Siemens został powierzony kontrakt na opracowanie rozwiązania w zakresie dostępu do sieci, obejmujący dwa moduły transformatorów morskich. Zostały one wyprodukowane w Dreźnie, a następnie dalej zmontowane w Rotterdamie.

Siemens, Dresden, Germany

Siemens won the contract for the grid access solution, including two offshore transformer modules. These were produced in Dresden before further assembly in Rotterdam.

EEW, Rostock, Niemcy

Firma EEW dostarczyła swoją część pali do fundamentów podnośnych. Zostały one najpierw przetransportowane do Vlissingen, a następnie dalej, na miejsce montażu.

EEW, Rostock, Germany

EEW delivered a share of the piles for the jack-up foundations. They were transported to Vlissingen before further shipment to the site.

Bladt Industries, Lindø, Dania

Firma Bladt dostarczyła 30 z 84 kratownic w ramach projektu. Zostały one wyprodukowane i zmontowane w jej zakładzie w Lindø, a następnie przetransportowane barkami na miejsce elektrowni wiatrowej Beatrice.

Bladt Industries, Lindø, Denmark

Bladt provided 30 of the 84 jackets for the project. These were produced and assembled at their facility in Lindø, and then transported by barges to the Beatrice wind site.

Nexans, Halden, Norwegia

W ramach projektu, firma Nexans dostarczyła morskie kable eksportowe. Z Halden w Norwegii do miejsca montażu zostały przetransportowane przez jednostkę CS Nexans Skagerrak.

Nexans, Halden, Norway

Nexans provided the offshore export cables for the project. They were transported from Halden, Norway, to the site by vessel CS Nexans Skagerrak.

Plany względem energii z wiatru w Europie są bardzo ambitne. Zakłada się, że w ciągu najbliższych 5 lat sektor energetyki wiatrowej będzie musiał zainstalować dodatkowe moce wytwórcze o wolumenie przekraczającym połowę tych mocy, które w Europie mamy dziś i które były rozwijane przez dekady. Obecna, łączna moc zainstalowana w wietrze w całej Europie wynosi około 275 GW. Cel na 2030 r. to 500 GW. Inwestycje w nowe źródła będą musiały więc zwiększyć się w sposób niespotykany dotychczas w historii, a to oznacza ogromny wzrost zapotrzebowania na produkty przemysłu wiatrowego i usługi towarzyszące. Większość tych inwestycji będzie rozwijanych na terenie UE, gdzie polscy przedsiębiorcy kierują około 80% swojego eksportu. Krajowe firmy mają silne więzi z gospodarką UE i dysponują wiedzą, jak prowadzić działalność gospodarczą w krajach Wspólnoty.

Plans in terms of wind power in Europe are very ambitious. It is assumed that in the next 5 years the wind energy sector will have to install additional generating capacity with a volume exceeding half of the capacity we have in Europe today that which has been developed for decades. The current total installed wind energy capacity across Europe is about 275 GW. The target for 2030 is 500 GW. Investments in new sources will therefore have to increase in a way that is unprecedented in history, and this means a huge growth in demand for wind industry products and accompanying services. Most of these investment projects will be developed within the EU, where Polish entrepreneurs direct about 80% of their exports. Domestic companies have strong ties to the EU economy and have the knowledge of how to do business in Community countries.

Działania na rzecz unowocześnienia polskiego przemysłu i zwiększania jego międzynarodowej konkurencyjności w obliczu dążeń na poziomie europejskim do reindustrializacji powinny być jednym z głównych priorytetów polityki gospodarczej na najbliższe lata, a zarazem polskiej prezydencji w Unii Europejskiej w 2025 r. Jest to duża szansa nie tylko dla przemysłu jako bezpośredniego beneficjenta, ale również dla polskiej gospodarki, która może znacząco wpisać się w nowo powstające na poziomie europejskim łańcuchy wartości. Konkurencyjność przemysłu krajowego przekłada się z kolei bezpośrednio na konkurencyjność gospodarki i funkcjonujących w niej przedsiębiorstw. Polityka przemysłowa Polski ma za zadanie zbudować fundamenty długofalowego rozwoju i wzrostu produktywności oraz dać nowe szanse rozwojowe. Aby to jednak było możliwe, wymaga ona aktualizacji w ślad za założeniami europejskiej polityki przemysłowej, w tym w kontekście przytoczonych wyżej nowych dokumentów i regulacji. Dziś nie wspieramy w Polsce systemowo rozwoju przedsiębiorstw, które mogą dostarczać komponenty i usługi dla sektora wiatrowego czy, szerzej, sektora OZE – a tego rodzaju plan i jego konsekwentna realizacja jest niezbędna dla dokonania transformacji energetycznej.

Polityka Przemysłowa Polski powinna zakładać konieczność przyspieszenia transformacji przemysłu w kierunku tworzenia niskoemisyjnej, zasobooszczędnej, innowacyjnej i konkurencyjnej gospodarki Polski. Zarówno nowoczesne technologie, jak i tradycyjne (energochłonne) gałęzie przemysłu zużywają znaczne ilości energii, której tempo wzrostu wytwarzania oraz emisyjność staną się jednym z ważniejszych wyznaczników rozwoju przedsiębiorstw. Stąd też kluczowe jest nie tylko wytwarzanie energii w sposób niskoemisyjny i rozproszony – m.in. poprzez rozwój i upowszechnianie technologii OZE – ale również w coraz większym stopniu potrzebne będą inwestycje w magazyny energii oraz infrastrukturę sieciową.

Działania państwa polskiego w zakresie realizacji założeń przemysłowych w ramach Zielonego Ładu mają za zadanie głównie wsparcie przemysłów energochłonnych przed nadmiarowym wzrostem cen energii elektrycznej, obniżenie emisyjności dużych przedsiębiorstw oraz wspieranie roli przemysłu w rozwoju odnawialnych źródeł energii. To ostatnie ma szczególne znaczenie w rosnącej w siłę nowej gałęzi gospodarki, jaką jest morska energetyka wiatrowa.

Branża wiatrowa w nadchodzących dekadach przyniesie polskiej gospodarce pewne i stabilne zyski, przy jednoczesnym wzroście zaangażowania krajowych przedsiębiorstw i przemysłu. Dane wskazują, że sektory *onshore* i *offshore wind* do 2040 r. mogą zagwarantować niemal 200 tysięcy nowych miejsc pracy oraz ponad 450 mld PLN wartości dodanej dla polskiej gospodarki. Jednak do tego potrzebny jest odporny, zrównoważony i konkurencyjny łańcuch dostaw energetyki wiatrowej. Tak samo istotne jest zapewnienie

Measures to modernize the Polish industry and increase its international competitiveness in the face of European-level reindustrialization efforts should be one of the main priorities of the economic policy for the coming years, and at the same time of the Polish presidency of the European Union in 2025. This is a major opportunity, not only for industry as a direct beneficiary, but also for the Polish economy, which can significantly embed itself into newly emerging value chains at the European level. The competitiveness of domestic industry, in turn, translates directly into the competitiveness of the economy and the companies operating within it. Poland's industrial policy is designed to build a foundation for long-term development and productivity growth, and to provide new development opportunities. However, for this to be possible, it needs to be updated in the wake of the assumptions of European industrial policy, including the context of the new documents and regulations cited above. Today, in Poland, we do not systemically support the development of companies that can provide components and services for the wind sector, or the RES sector more broadly – and this kind of plan and its consistent implementation is essential for the energy transition.

Poland's Industrial Policy should assume the need to accelerate the transformation of industry towards the creation of a low-carbon, resource-efficient, innovative and competitive Polish economy. Both modern technologies and traditional (energy-intensive) industries consume significant amounts of energy, the growth rate of which in generation as well as carbon intensity will become one of the most important determinants of business development. Hence, it is crucial not only to generate energy in a low-carbon and distributed manner – including through the development and dissemination of RES technologies – but also investments in energy storage and grid infrastructure will be increasingly needed.

Polish state's efforts to implement the industrial goals of the Green Deal are mainly aimed at supporting energy-intensive industries against excessively high electricity prices, decarbonizing large enterprises, and supporting the role of industry in the development of renewable energy sources. The latter is particularly important in the growing new industry of offshore wind energy.

The wind industry will bring reliable and stable profits to the Polish economy in the coming decades, while increasing the involvement of domestic business and industry. Data shows that the onshore and offshore wind sectors could guarantee nearly 200,000 new jobs and more than PLN 450 billion in added value for the Polish economy by 2040. But for this to happen, a resilient, sustainable and competitive wind power supply chain is needed. Just as important is ensuring investment continuity and improving the economics of

ciągłości inwestycyjnej oraz poprawy ekonomiki przyszłych projektów OZE. Polski przemysł ma ogromny potencjał do tego, aby być istotnym graczem w globalnym łańcuchu dostaw dla lądowej oraz morskiej energetyki wiatrowej. Jednak bez solidnej polityki przemysłowej skupionej na OZE, w tym w szczególności na sektorze wiatrowym, istnieje ryzyko, że nie wykorzystamy szansy, jaka stoi dziś przed polskim przemysłem.

Dane wynikające z raportów PSEW wskazują, że przy najlepszych scenariuszach rozwoju tej technologii i wykorzystaniu maksymalnego potencjału lądowej oraz morskiej energetyki wiatrowej do 2040 r. możemy osiągnąć odpowiednio 36 GW oraz 33 GW zainstalowanych mocy. Sektory *onshore* oraz *offshore* w fazie budowy nowych instalacji mogą przynieść prawie 100 mld PLN dochodów dla krajowych przedsiębiorstw.

3 Stan i potencjał łańcucha dostaw dla onshore wind w Polsce

Rozwój lądowej energetyki wiatrowej oznacza przyspieszenie polskiej transformacji energetycznej i szereg korzyści dla gospodarki. Nowe farmy wiatrowe przy najlepszym scenariuszu rozwoju zagwarantują 70–133 mld PLN przyrostu PKB, 490–935 mln PLN dodatkowych wpływów do samorządów, ok. 80 mld PLN zamówień na produkty i usługi w łańcuchu dostaw oraz 51 do 97 tys. nowych miejsc pracy w perspektywie do 2030 r. Aby ten scenariusz się spełnił, konieczna jest zmiana ustawy odległościowej w zakresie lokalizowania farm wiatrowych na lądzie.

Wyniki raportu „Krajowy łańcuch dostaw w lądowej energetyce wiatrowej” przygotowanego na zlecenie Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej w minionym roku wskazują, że kluczowym wyzwaniem transformacji elektroenergetyki jest obecnie tzw. *local content*. Aby osiągnąć jak największy poziom zysku polskich firm oraz przemysłu, konieczne jest wypracowanie oraz wdrożenie rozwiązań pozwalających na zatrzymanie jak największej kwoty inwestycji w krajowej gospodarce, rozwój łańcucha dostaw i eksportu polskich firm, a także stworzenie nowych miejsc pracy.

Rozwój lądowych farm wiatrowych w Polsce ma olbrzymi wpływ na PKB, rynek pracy i sytuację zakładów produkcyjnych. Realizacja tego typu projektów zwiększy aktywność polskich firm działających w łańcuchu dostaw. Potencjał wkładu krajowego w łańcucha dostaw dla lądowych farm wiatrowych ocenia się obecnie na 55–60%, a w ciągu najbliższych 10 lat możliwe jest osiągnięcie nawet 75%. Portfel zamówień na produkty i usługi w łańcuchu dostaw lądowych farm wiatrowych wyniesie nawet 80 mld PLN do 2030 r. (zakładając optymistyczny scenariusz wzrostu mocy zainstalowanych). Oznacza to możliwość wygenerowania średniego rocznego obrotu o wartości pomiędzy 6 a 9 mld PLN.

future RES projects. Polish industry has great potential to be a significant player in the global supply chain for onshore and offshore wind power. However, without a solid industrial policy focused on RES, including the wind sector in particular, there is a risk that we will not seize the opportunity for the Polish industry today.

Figures from PWEA reports indicate that with the best scenarios for the development of this technology and utilization of the maximum potential of onshore and offshore wind energy, we can reach 36 GW and 33 GW of installed capacity by 2040, respectively. The onshore and offshore sectors, during the construction phase of new facilities, could generate nearly PLN 100 billion in revenue for domestic companies.

Status and potential of the supply chain for onshore wind energy in Poland

The development of onshore wind power means an acceleration of Poland's energy transition and a number of benefits for the economy. New wind farms in the best development scenario will guarantee PLN 70–133 billion of incremental GDP, PLN 490–935 million of additional revenue to local governments, about PLN 80 billion of orders for products and services in the supply chain, and 51 to 97 thousand new jobs by 2030. For this scenario to come true, it is necessary to amend the distance law on the location of onshore wind farms.

The results of the report "Domestic supply chain in onshore wind energy sector," commissioned by the Polish Wind Energy Association last year, indicate that the key challenge of transforming the electric power industry today is the so-called local content. In order to achieve the highest possible level of profit for Polish companies and industry, it is necessary to develop and implement solutions to retain the highest possible amount of investment in the domestic economy, develop the supply chain and exports of Polish companies, and create new jobs.

The development of onshore wind farms in Poland has a huge impact on GDP, the labour market and the situation of manufacturing facilities. The implementation of such projects will increase the activity of Polish companies operating within the supply chain. The potential for domestic contribution to the supply chain for onshore wind farms is currently estimated at 55–60%, and up to 75% is possible in the next 10 years. The order portfolio for products and services in the onshore wind farm supply chain will be as high as PLN 80 billion by 2030 (assuming an optimistic installed capacity growth scenario). This means the possibility of generating an average annual turnover of between PLN 6 and 9 billion.

Wnioski z raportu należy analizować nie tylko z punktu widzenia branży wiatrowej i samego sektora energetycznego. Warto także zauważyć korzyści ekonomiczne płynące dla gospodarki krajowej. Inwestycje w energetykę wiatrową to nie tylko czysta energia, ale również wymierne korzyści dla budżetu państwa i budżetów lokalnych samorządów, a także tysiące miejsc pracy. Patrząc z tej perspektywy na transformację energetyczną, możemy dostrzec, iż niesie ona z sobą wiele szans na budowę nowoczesnej i dynamicznej gospodarki.

Polskie firmy, poza aspektami produkcyjnymi, z powodzeniem mogą realizować również zlecenia związane z poszczególnymi fazami cyklu inwestycyjnego w energetykę wiatrową. Zaliczyć można do nich między innymi: analizy środowiskowe i techniczne, obsługę prawną, wsparcie w doborze lokalizacji i pozyskiwaniu finansowania, podłączenia elektryczne, usługi instalacyjne i transportowe, prace budowlane, konserwacyjne oraz remonty.

W Polsce inwestycje w rozwój technologii wiatrowych to nie tylko realizacja wyzwania związanego ze zmianą klimatu i ochroną środowiska naturalnego, ale także wdrożenie innowacji w produkcji i możliwość ekspansji na rynki UE. Odpowiednie wykorzystanie środków pochodzących z UE, poprzez inwestycje w innowacyjną infrastrukturę produkcyjną dla OZE, w perspektywie długoterminowej przełoży się na rozwój gospodarczy, jakość życia, wysokiej jakości miejsca pracy.

4 Stan i potencjał łańcuch dostaw dla offshore wind w Polsce

Morskie farmy wiatrowe na Bałtyku mają szansę odegrać kluczową rolę w transformacji energetycznej Polski ku gospodarce niskoemisyjnej, przyczynić się do zagwarantowania bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz pomóc w walce z zanieczyszczeniami powietrza. Polska może i powinna być liderem rozwoju *offshore wind* na Bałtyku. Korzyści gospodarcze, nowe miejsca pracy i rozwój *local content* są w zasięgu ręki – jednak bez silnego wsparcia regulacyjnego nie uda się zrealizować najlepszego scenariusza rozwoju.

Światowy rynek *offshore* przyśpiesza, a Polska nie pozostaje w tyle. Zeszłoroczny raport PSEW oszacował potencjał MEW na poziomie 33 GW. Raport wskazał także 20 nowych obszarów w polskiej części Morza Bałtyckiego, które są optymalne dla dalszego rozwoju sektora *offshore wind* w Polsce. Jeśli całkowity potencjał Bałtyku zostanie wykorzystany, morska energetyka wiatrowa może zaspokajać nawet 57% całkowitego zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce, a *local content* mógłby osiągnąć 65%, co bez wątpienia stanowi szansę dla polskiej gospodarki.

To, jak wykorzystamy potencjał polskiego Bałtyku, zależy od współpracy wszystkich interesariuszy, a przede wszystkim od rządzących, którzy swoimi decyzjami nadadzą tempo

The report's conclusions should be analysed not only from the point of view of the wind industry and the energy sector itself. The economic benefits flowing to the national economy are also worth noting. Investments in wind energy are more than just clean energy, but also measurable benefits for the state and local government budgets, as well as thousands of jobs. Looking at the energy transition from this perspective, we can see that it entails many opportunities to build a modern and dynamic economy.

In addition to the production aspects, Polish companies can also successfully handle orders related to the various phases of the wind energy investment cycle. These include, among other things, environmental and technical analysis, legal services, support in site selection and funding acquisition, electrical connections, installation and transportation services, construction, maintenance and repair work.

In Poland, investments in the development of wind technology are not only overcoming the challenge associated with climate change and environmental protection, but also the innovations in manufacturing and the opportunity to expand into EU markets. Appropriate use of funds from the EU, through investment in innovative production infrastructure for RES, in the long term will translate into economic development, quality of life, quality jobs.

Status and potential of the supply chain for offshore wind energy in Poland

Offshore wind farms in the Baltic have the opportunity to play a key role in Poland's energy transition towards a low-carbon economy, contribute to guaranteeing the country's energy security and help combat air pollution. Poland can and should be a leader in offshore wind development in the Baltic Sea. Economic benefits, new jobs and the development of local content are within reach – but without strong regulatory support, the best development scenario will not be accomplished.

The global offshore market is accelerating, and Poland is not lagging behind. Last year's PWEA report estimated offshore wind potential at 33 GW. The report also identified 20 new areas in the Polish portion of the Baltic Sea, which are optimal for further development of the offshore wind sector in Poland. If the total potential of the Baltic Sea is utilized, offshore wind energy could satisfy as much as 57% of Poland's total electricity demand, and local content could reach 65%, which undoubtedly constitutes an opportunity for the Polish economy.

How we utilize the potential of the Polish Baltic depends on the cooperation of all stakeholders, and above all the powers that be, who will set the pace for its development with their

jego rozwoju. Od polityki nowego rządu zależeć będzie rozwój morskiej energetyki wiatrowej, która powinna być jednym z głównych motorów napędowych transformacji energetycznej w Polsce. Ponadto ekspansja tego sektora jest ogromną szansą na rozwój polskiej gospodarki poprzez stworzenie silnego, krajowego łańcucha dostaw stanowiącego podstawę dla dalszych inwestycji w całym basenie Morza Bałtyckiego.

Zakładana skala budowy morskich farm wiatrowych na Bałtyku to znaczny wzrost zapotrzebowania na moce produkcyjne na każdym poziomie łańcucha dostaw. Polska już jest znanym dostawcą wielu komponentów, jednak skala inwestycji w MEW pozwoli uruchomić w naszym kraju inwestycje w strategiczne elementy łańcucha dostaw dla Europy – od produkcji stali, przez nowe usługi instalacyjne, innowacyjne fundamenty (np. pływające), po rozwój turbin i usług serwisowych.

Realizacja przewidywanego potencjału MEW pozwoli na powstanie i utrzymanie tysięcy innowacyjnych, dobrze płatnych miejsc pracy. Szacuje się, że projekty MEW do 2030 r. mogą stworzyć w Polsce miejsce pracy dla 39–63 tys. pracowników, w tym 13–21 tys. bezpośrednio w sektorze MEW i 10–17 tys. pośrednich miejsc pracy.

Doświadczenia pokazują, że powstawanie nowego sektora *offshore* wiąże się z ryzykiem wystąpienia tzw. wąskich gardeł w przemyśle, a zaburzenia w łańcuchach dostaw są postrzegane jako jedna z ważniejszych barier jego rozwoju. Prawdopodobieństwo powstania tych ograniczeń może zostać zminimalizowane poprzez budowę polskiego łańcucha dostaw komponentów i usług. Polska znana jest z wysokiej jakości produkcji wyspecjalizowanych komponentów przemysłowych i usług montażowych. W kontekście *offshore wind* może stać się wiodącą lokalizacją dla europejskich producentów turbin wiatrowych. Krajowe zakłady przemysłu morskiego od wielu lat dostarczają skomplikowane konstrukcje stalowe dla gigantycznych stacji transformatorowych. Potencjał montażu specjalistycznych elementów to niewykorzystana szansa na dodatkową wartość dla polskich firm. Obok usług instalacyjnych z wykorzystaniem importowanych komponentów – możliwy jest również montaż systemów (np. transformatorów, kabli) produkowanych w Polsce. Należy pamiętać, że budowa morskich farm wiatrowych to także olbrzymie zapotrzebowanie na wszelkiego rodzaju prace przygotowawcze, które angażują setki inżynierów w specjalizacjach budownictwa, ochrony środowiska, konstrukcji stalowych, elektrycznych i wielu innych. Są to również usługi doradztwa biznesowego i obsługi prawnej. Polska jest krajem z wieloletnią tradycją w zakresie budowy statków, zatem jest możliwe wykorzystanie tego potencjału na potrzeby projektowania i budowy jednostek do posadawiania oraz obsługi morskich farm wiatrowych. Niezbędne jest też rozwijanie zaplecza infrastrukturalnego, w tym portowego, który zapewni możliwość budowy i eksploatacji inwestycji z polskich portów.

decisions. The policy of the new government will determine the development of offshore wind energy, which should be one of the main drivers of the energy transition in Poland. In addition, the expansion of this sector is a great opportunity for the development of the Polish economy through creating a strong domestic supply chain that forms the basis for further investments throughout the Baltic Sea.

The assumed scale of offshore wind farm construction in the Baltic Sea means a significant increase in demand for capacity at every level of the supply chain. Poland is already a well-known supplier of many components, but the magnitude of the OWE investment will allow our country to launch investments in strategic elements of the supply chain for Europe – from steel manufacturing, through new installation services and innovative foundations (e.g., floating), to turbine development and maintenance services.

Utilization of the projected OWE potential will create and sustain thousands of innovative, well-paid jobs. It is estimated that OWE projects could create 39,000–63,000 jobs in Poland by 2030, including 13,000–21,000 direct vacancies in the OWE sector and 10,000–17,000 indirect positions.

Experience shows that the emergence of a new offshore sector is associated with the risk of industry bottlenecks, and supply chain disruption is seen as one of the most important barriers to its development. The likelihood of these constraints can be minimized by building a Polish supply chain for components and services. Poland is known for its high-quality production of specialized industrial components and assembly services. In the context of offshore wind, it could become a leading location for European wind turbine manufacturers. Domestic offshore plants have been supplying complex steel structures for giant substations for many years. The potential to assemble specialized components is an untapped opportunity for additional value for Polish companies. In addition to installation services using imported components – it is also possible to assemble systems (e.g., transformers, cables) manufactured in Poland. Please remember that the construction of offshore wind farms also comes with huge demand for all kinds of preparatory work, which involves hundreds of engineers in the fields of construction, environmental protection, steel and electrical structures, and many others. This also includes business consulting and legal services. Poland is a country with a long tradition in shipbuilding, so it is possible to use this potential for the design and construction of units for the foundation and operation of offshore wind farms. It is also necessary to develop infrastructure facilities, including ports, which will ensure that investments can be built and operated from Polish ports.

Morskie farmy wiatrowe są najlepszą dostępną wielkoskalową technologią OZE, która pozwoli na redukcję emisji i spełnienie przez Polskę europejskich celów klimatycznych – przy założeniu rocznej produkcji 130 TWh spadek emisji CO₂ mógłby wynieść nawet ok. 102 mln ton rocznie. MFW mogą być częścią zrównoważonego mixu energetycznego w Polsce w celu wsparcia procesu dekarbonizacji oraz ograniczenia zależności od dostaw paliw kopalnych. Warto także zaznaczyć, że bez morskich farm wiatrowych Polska nie rozwinię ambitnych projektów wodorowych związanych z technologią dla produkcji zielonego wodoru.

5 Bieżące wyzwania łańcucha dostaw dla energetyki wiatrowej

Chcąc zrealizować założenia związane z przyrostem mocy w energetyce wiatrowej, potrzebujemy zwielokrotnienia dostępnych zasobów, usług i komponentów. Polska, a w szczególności Morze Bałtyckie i związane z nim inwestycje, są dziś atrakcyjnym rynkiem dla lokalnego łańcucha dostaw, ale nie wolnym od wyzwań. By energia z wiatru stała się dźwignią dla polskiej gospodarki, niezbędne jest stworzenie strategii działania oraz modelu współpracy na rzecz rozwoju przemysłu wiatrowego. Wykorzystanie dotychczasowych praktyk oraz doświadczenia będzie kluczowe, by dostosować się do standardów przyjętych na Zachodzie i podnieść konkurencyjność polskich przedsiębiorstw.

Istotnym zagadnieniem w kontekście łańcucha dostaw jest doświadczenie. Z jednej strony jest w kraju wiele doświadczonych podmiotów w przemyśle, jednak niekoniecznie w projektach MEW, co równocześnie eliminuje takie przedsiębiorstwa z postępowań zakupowych, w których udokumentowanie doświadczenia w MEW jest oczekiwane. Z drugiej strony podmioty doświadczone w MEW na Morzu Północnym czy w innych basenach, jak również te, które posiadają doświadczenie *offshore*'owe z basenu Morza Bałtyckiego, lecz niekoniecznie z branży wiatrowej, wydają się być u góry listy potencjalnych podwykonawców, pomimo że brakuje im na ogół wystarczającej wiedzy i doświadczenia w działaniach w polskim otoczeniu regulacyjnym. Optymalnym rozwiązaniem wydaje się współpraca polskich i zagranicznych firm. Jednak aby przyczyniała się ona do budowania krajowych kompetencji, musiałaby się opierać na prawdziwie partnerskich zasadach.

Kolejną ważną kwestią jest finansowanie współpracy. W ocenie aktywnych w branży wykonawców standardem kontraktowym powinno być wynagradzanie ryczałtowe, umożliwiające płynną, bieżącą pracę, tworzenie i utrzymanie stałych zespołów oraz zasobów sprzętowych. Jest to standard zachodni, honorowany w wielu krajach i niejednokrotnie powodujący, że wykonawca realizujący w tym modelu zlecenia za granicą nie decyduje się podjąć usługi w Polsce.

Kompleksowość zleceń i zakresów realizacyjnych dla wykonawców może być kolejnym wyzwaniem polskiego łańcucha dostaw. Projekty *offshore wind* z racji swojej skali wymagają

Offshore wind farms are the best available large-scale RES technology to reduce emissions and allow Poland to meet European climate goals – assuming an annual production of 130 TWh, the decrease in CO₂ emissions could be as high as approx. 102 million tons per year. OWFs can be part of a balanced energy mix in Poland to support decarbonization and reduce dependence on fossil fuel supplies. It is also worth noting that without offshore wind farms, Poland will not develop ambitious technology-related hydrogen projects for green hydrogen production.

Current challenges of the wind energy supply chain

Meeting the assumptions associated with wind power capacity increment requires a multiplication of available resources, services and components. Today, Poland, and in particular the Baltic Sea and investments therein, is an attractive market for the local supply chain, but not free from challenges. In order for wind energy to become a leverage for the Polish economy, it is necessary to create an action strategy and a cooperation model for the development of the wind industry. The use of existing practices and experience will be key to adapt to the standards adopted in the West and increase the competitiveness of Polish companies.

An important issue in the context of the supply chain is experience. On the one hand, there are a number of entities in the country that are experienced in the industry, but not necessarily in OWE projects, which at the same time eliminates such companies from procurement proceedings where documentation of OWE experience is expected. On the other hand, entities experienced in OWE in the North Sea or other basins, as well as those with offshore experience from the Baltic Sea, but not necessarily in the wind industry, seem to be at the top of the list of potential subcontractors, despite the fact that they generally lack sufficient knowledge and experience in operating within the Polish regulatory environment. It seems that the optimal solution is cooperation between Polish and foreign companies. However, in order for it to contribute to building national competence it would have to be based on true partnership principles.

Another important issue is cooperation financing. In the opinion of contractors active in the industry, lump-sum remuneration should be the contract standard, allowing for smooth, ongoing work, the formation and maintenance of permanent teams and equipment resources. This is a Western standard, honoured in many countries, often resulting in a contractor executing orders abroad under this model to choose not to undertake services in Poland.

The complexity of orders and execution scopes for contractors can be another challenge for the Polish supply chain. Offshore wind projects, due to their scale, require

po obu stronach kontraktu dużej złożoności w rozumieniu problematyki i zakresu prac. Po pierwsze wymaga to, by po obu stronach stołu pracowały komplementarne zespoły będące dla siebie wzajemnie partnerami, po drugie zmusza to firmy podwykonawcze do tworzenia konsorcjów realizacyjnych. Niezbędna jest zmiana w kierunku świadczenia samodzielnie kompleksowych usług.

Wyraźna staje się także potrzeba zagwarantowania ciągłości zleceń dla przemysłu. Problemem jest brak spójnej, konsekwentnie realizowanej strategii gospodarczej rozwoju *offshore* w Polsce. Trudna do przewidzenia perspektywa pojawienia się poszczególnych typów zleceń, ich liczby i skali, utrudnia dostawcom planowanie rozwoju firmy i w pewnym sensie hamuje również procesy dostosowania się do wymagań deweloperów *offshore*.

Wyzwaniem, ale i szansą, jest wysoko postawiona poprzeczka w zakresie standardów działania w branży *offshore*. Dla wielu deweloperów odpowiednie standardy w zakresie bezpieczeństwa pracy, ochrony środowiska, jakości i zaangażowania społecznego są warunkiem brzegowym dla nawiązania z danym podmiotem rozmów. Dodatkowo, część deweloperów informuje o prowadzeniu postępowań kwalifikacyjnych lub audytowych w celu weryfikacji standardów deklarowanych przez podwykonawców.

Widoczny jest brak zachęt do rozwoju *local content*. Inwestorzy nie są w wystarczającym stopniu motywowani do kontraktowania usług lokalnie. Być może zmienią to aukcje pozwalające na wprowadzenie pozacenowych kryteriów oceny ofert, podczas gdy dotąd decydowała w 100% cena. Owych zachęt nie dostrzega również przemysł, który wszelkie inwestycje wykonywać musi samodzielnie pod obietnicę dużego potencjału inwestycyjnego w kolejnych latach.

Kolejno, zagadnienie kadr i kompetencji. Przy dzisiejszej stopie bezrobocia i sytuacji demograficznej cały przemysł będzie borykał się z brakiem kadr, zarówno na stanowiskach eksperckich, jak i pracowników liniowych. Z jednej strony jest to istotne wyzwanie, z drugiej zaś szansa na społecznie sprawiedliwą transformację energetyczną, a więc przesunięcie pracowników z przemysłów schyłkowych do takich jak *offshore wind*.

Z punktu widzenia roli, jaką odegrają morskie farmy wiatrowe w polskim miksie energetycznym, niezbędne jest rozszerzone i strategiczne myślenie o projektach *offshore wind* – nie tylko wyłącznie jak o źródłach energii, ale także jak o kompleksowych rozwiązaniach przemysłowych zagospodarowujących energię z MEW do produkcji wodoru czy biopaliw lub pod inne procesy przemysłowe.

Pomocne w całym procesie okaże się z pewnością zrozumienie uwarunkowań spółek skarbu państwa, które są wiodącymi inwestorami w polskiej strefie Bałtyku i zdaniem dostawców usług *offshore wind* posiadają zbyt mało

a high degree of both parties of the contract to exhibit complexity in understanding the issues and scope of work. Firstly, it requires complementary teams on both sides of the table who are partners to each other, and secondly, it forces subcontracting companies to form execution consortia. A shift toward providing comprehensive services independently is needed.

The need to guarantee the continuity of orders for the industry is also becoming apparent. The problem is the lack of a coherent, consistently implemented economic strategy for offshore development in Poland. The difficult-to-predict prospect of the appearance of particular types of orders, their number and scale, makes it difficult for suppliers to plan the development of the company and, in a sense, also inhibits the processes of adapting to the requirements of offshore developers.

A challenge, but also an opportunity, is the high bar set for operational standards of in the offshore industry. For many developers, appropriate standards in terms of occupational safety, environmental protection, quality and social involvement are a boundary condition for entering into discussions with a given entity. In addition, some developers report conducting qualification or audit proceedings to verify the standards claimed by subcontractors.

There is an apparent absence of incentives to develop local content. Investors are not sufficiently motivated to contract services locally. Perhaps auctions allowing the introduction of non-price criteria for evaluating bids will change this, whereas until now price has been 100% of the deciding factor. These incentives are also overlooked by the industry, which has to make all investments on its own under the promise of high investment potential in the years to come.

Next, the issue of human resources and competence. With today's unemployment rate and demographics, the industry as a whole will face a shortage of personnel, both in expert positions and line workers. On the one hand, this is a significant challenge, and on the other hand, it is an opportunity for a socially just energy transition, thus shifting workers from declining industries to industries such as offshore wind.

From the perspective of the role that offshore wind farms will play in Poland's energy mix, it is necessary to think more broadly and strategically about offshore wind projects – not only as energy sources, but also as complex industrial solutions developing energy from offshore wind farms for hydrogen or biofuel production or under other industrial processes.

An understanding of the circumstances of the state-owned companies, which are the leading investors in the Polish Baltic Sea area and, according to offshore wind service providers, have excessively inflexible procurement procedures and inefficient forms of communication with

elastyczne procedury zakupowe i nieefektywne formy komunikowania się ze zleceniobiorcami na etapie ich wyboru.

6 Inwestycje sektora OZE, w tym energetyki wiatrowej, na terenie Polski współtworzone z PAIH

Wsparcie PAIH dla sektora produkcji komponentów OZE

Departament Inwestycji (DI) Polskiej Agencji Inwestycji i Handlu (PAIH) według stanu na koniec marca 2024 r. obsługuje 138 projektów inwestycyjnych (51 usługowych i 87 produkcyjnych). Pod względem deklarowanej wartości inwestycji (tzw. CAPEX) dominują inwestycje w sektorze produkcyjnym (blisko 10 mld EUR i 35 tys. miejsc pracy). W ostatnich latach DI PAIH obserwuje dynamiczny wzrost zainteresowania ze strony inwestorów pozyskiwaniem energii ze źródeł odnawialnych (OZE). Wzrasta również liczba projektów inwestycyjnych mających na celu produkcję komponentów OZE¹⁵⁶.

W ciągu ostatnich 3 lat DI PAIH prowadził obsługę inwestycyjną 19 projektów związanych z produkcją komponentów OZE o łącznej deklarowanej wartości blisko 2 mld EUR i blisko 10 tys. deklarowanych nowych miejsc pracy.

DI PAIH oferuje kompleksowe wsparcie inwestorom rozważającym zlokalizowanie lub rozszerzenie swojej działalności w Polsce. Obsługuje również inwestorów w ramach „Programu wspierania inwestycji o istotnym znaczeniu dla polskiej gospodarki na lata 2011–2030”, na podstawie którego udzielany jest tzw. grant rządowy. Usługi DI PAIH obejmują m.in. doradztwo lokalizacyjne, organizację wizyt lokalizacyjnych, udzielanie informacji o zachętach inwestycyjnych, przygotowywanie pakietów informacyjnych, identyfikację potencjalnych partnerów biznesowych, współpracę ze start-upami i dostawcami technologii, organizację spotkań biznesowych, budowanie relacji z instytucjami badawczymi i centrami innowacji, wsparcie w kontaktach z administracją, opiekę poinwestycyjną oraz prowadzenie Generатора Ofert Inwestycyjnych.

W przypadku pytań lub zainteresowania serdecznie zapraszamy do kontaktu poprzez formularz kontaktowy na stronie PAIH w zakładce Kontakt (paih.gov.pl).

¹⁵⁶ Z uwagi na fakt, że grant rządowy, którego operatorem jest DI PAIH, a udziela go minister właściwy ds. gospodarki (obecnie Minister Rozwoju i Technologii), jest formą regionalnej pomocy publicznej, podlega regulacjom Rozporządzenie Komisji (UE) nr 651/2014 z 17.06.2014 r. uznające niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu (dalej jako: „GBER”). GBER ogranicza zakres regionalnej pomocy publicznej w sektorze wytwarzania energii (art. 13 pkt a). Wsparcie regionalną pomocą publiczną jest zatem możliwe wyłącznie dla produkcji komponentów do wytwarzania energii elektrycznej, a nie dla wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych.

contractors at the selection stage, will certainly prove helpful throughout the process.

Investments of the RES sector, including wind energy, within the territory of Poland, co-developed with PAIH

PAIH support for the RES component manufacturing sector

As of the end of March 2024, the Investments Department (DI) of the Polish Investment & Trade Agency (PAIH) handles 138 investment projects (51 services and 87 manufacturing). In terms of declared investment value (CAPEX), investments in the manufacturing sector dominate (nearly EUR 10 billion and 35 thousand jobs). In recent years, the DI at PAIH has observed a dynamic increase in interest on the part of investors in obtaining energy from renewable sources (RES). The number of investment projects to produce RES components is also increasing.¹⁵⁶

Over the past three years, the DI at PAIH has provided investment support to 19 projects related to the manufacturing of RES components with a total declared value of nearly EUR 2 billion and nearly 10,000 declared new jobs.

PAIH DI offers comprehensive support to investors considering locating or expanding their operations in Poland. It also provides services to investors within the framework of the "Programme for the Promotion of Investments of Significant Importance to the Polish Economy for 2011–2030" on the basis of which a so-called government grant is awarded. PAIH DI's services include location consultancy, organizing site visits, providing information on investment incentives, preparing information packages, identifying potential business partners, cooperating with startups and technology providers, organizing business meetings, building relations with research institutes and innovation centres, support in contacts with administration bodies, post-investment care and running the Investment Offer Generator.

If you have any questions or are interested, you are welcome to contact us via the contact form on the PAIH website under the Contact tab (paih.gov.pl).

¹⁵⁶ Since the government grant, which is operated by PAIH DI and provided by the Minister of Economy (currently the Minister of Development and Technology), is a form of regional state aid, it is subject to the regulations of Commission Regulation (EU) No. 651/2014 of 17/6/2014 declaring certain types of aid compatible with the internal market in application of Art. 107 and 108 of the Treaty (hereinafter: 'GBER'). The GBER limits the scope of regional state aid in the energy generation sector (Art. 13(a)). Support through regional state aid is therefore only possible for the production of electricity generation components, and not for the production of renewable energy.

6.1. Pomoc publiczna (zachęty inwestycyjne)

6.1.1. Grant rządowy

Inwestorzy, chcący realizować nowe projekty w Polsce, mogą ubiegać się o grant rządowy w ramach pakietu pomocy regionalnej. PAIH prowadzi konsultacje z przedsiębiorcami w zakresie przygotowania wniosków oraz dokumentów aplikacyjnych na etapie ich przygotowania. W ramach tych konsultacji specjaliści z PAIH udzielają wsparcia i porad dotyczących procesu aplikacyjnego.

Forma wsparcia

Wsparcie przyznawane jest w formie dotacji na podstawie dwustronnej umowy zawartej pomiędzy ministrem właściwym do spraw gospodarki a inwestorem.

Tytuły wsparcia

W ramach Programu wsparcie będzie udzielane z dwóch tytułów:

- kosztów kwalifikowanych inwestycji (CAPEX) albo
- kosztów kwalifikowanych tworzenia nowych miejsc pracy.

Program jest w całości finansowany ze środków budżetu państwa.

Wsparcie na inwestycję początkową mogą otrzymać projekty:

- utworzenia nowego zakładu
- zwiększenia zdolności produkcyjnej istniejącego zakładu
- dywersyfikacji produkcji poprzez wprowadzenie produktów dotąd niewytwarzanych lub usług dotąd nieświadczonych
- zasadniczej zmiany całościowego procesu produkcji, których dotyczy inwestycja w ten zakład
- nabycia aktywów należących do zakładu, który został zamknięty lub zostałby zamknięty, gdyby zakup nie nastąpił, przy czym aktywa nabywane są przez przedsiębiorcę niezwiązanego ze sprzedawcą i wykluczają się samo nabycie akcji lub udziałów przedsiębiorstwa.

Natomiast na terenie województwa dolnośląskiego, wielkopolskiego i części mazowieckiego (aglomeracja warszawska) projekty mogą otrzymać wsparcie na inwestycję początkową, która zapoczątkowuje nową działalność gospodarczą. Należą do nich:

- utworzenie nowego zakładu
- dywersyfikacja działalności zakładu, pod warunkiem że nowa działalność nie jest taka sama jak działalność poprzednio prowadzona w danym zakładzie ani podobna do takiej działalności
- nabycie aktywów należących do zakładu, który został zamknięty lub zostałby zamknięty, gdyby zakup nie nastąpił, pod warunkiem że nowa działalność, która ma być prowadzona z wykorzystaniem nabytych aktywów, nie jest taka sama jak działalność prowadzona w zakładzie przed nabyciem ani podobna do takiej działalności. Samo nabycie akcji lub udziałów przedsiębiorstwa nie stanowi

6.1 State aid (Investment incentives)

6.1.1 Government grant

Investors wishing to implement new projects in Poland can apply for a government grant as part of the regional aid package. PAIH consults with entrepreneurs on the preparation of applications and application documents at the application stage. As part of these consultations, PAIH specialists provide support and advice on the application process.

Form of aid

Aid is awarded in the form of a grant under a bilateral agreement between a minister responsible for economic affairs and an investor.

Titles of aid

Under the Program, aid will be provided on two accounts:

- eligible investment costs (CAPEX), or
- eligible new job creation costs.

The program is entirely funded by the state budget.

Aid for initial investment can be granted to projects involving:

- creation of a new plant
- increasing the production capacity of an existing plant
- diversifying of production through the introduction of products not previously manufactured or services not previously provided
- a fundamental change in the overall production process affected by the investment in this plant
- acquisition of assets belonging to a plant that has been closed or would have been closed if the purchase had not taken place, whereby the assets are acquired by an entrepreneur unrelated to the seller and the mere acquisition of shares in the enterprise is excluded.

However, in the Dolnośląskie, Wielkopolskie and part of the Mazowieckie (Warsaw agglomeration) provinces, projects can receive aid for an initial investment that launches a new business. These include:

- creation of a new plant
- diversification of plant's activities, provided that the new activity is not the same as or similar to the activity previously carried out at the plant
- acquisition of assets belonging to a plant that has been closed or would have been closed had the purchase not taken place, provided that the new activity to be conducted using the acquired assets is not the same as or similar to the activity conducted at the plant before the acquisition. The mere acquisition of shares in an

inwestycji początkowej, która zapoczątkowuje nową działalność gospodarczą.

Poziomy pomocy publicznej w Polsce – ile można otrzymać?

Polska przyjęła nową mapę pomocy regionalnej, która określa procentowe limity wsparcia dla dużych firm w różnych regionach kraju (od 20% do 50%).

Średnie i małe firmy mogą liczyć na dodatkowe podwyższenie intensywności pomocy regionalnej odpowiednio o 10 i 20 punktów procentowych.

Z drugiej strony, w przypadku dużej inwestycji o kosztach przekraczających 55 mln EUR, maksymalna pomoc państwa jest dostosowywana – obliczana na podstawie wzoru:

$$\text{Dostosowana kwota pomocy} = R \times (A + 0,50 \times B + 0 \times C)$$

gdzie:

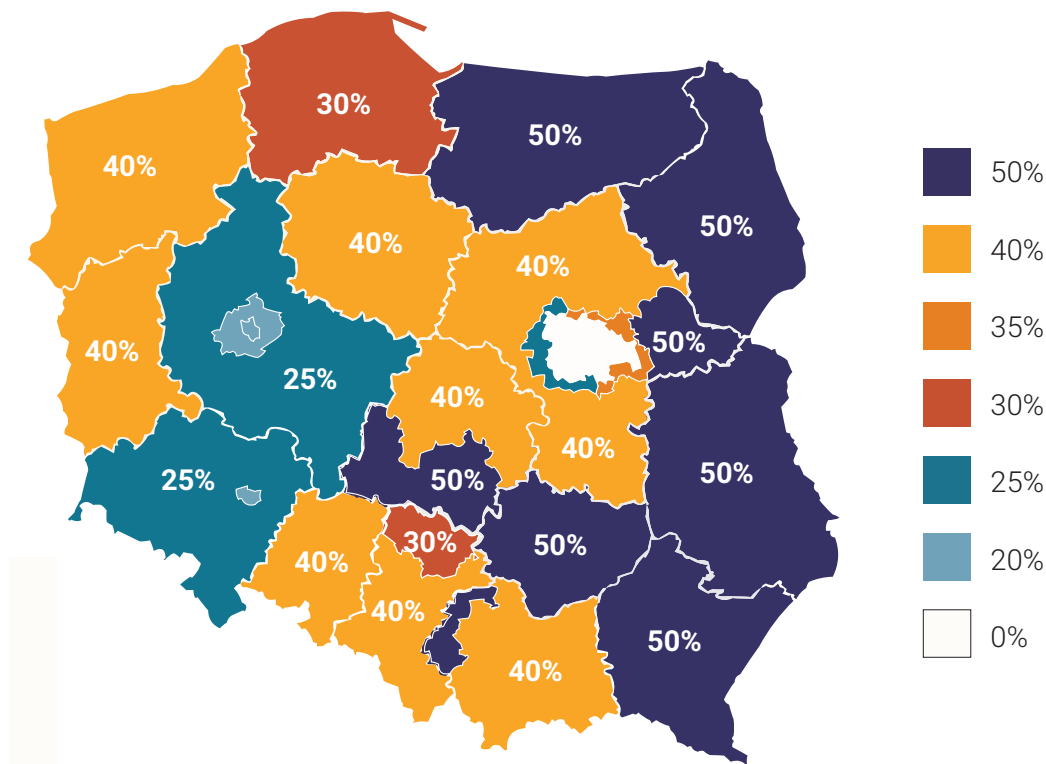
R to maksymalna intensywność pomocy mająca zastosowanie na danym obszarze, z wyłączeniem zwiększonej intensywności pomocy dla MŚP,

A to część kosztów kwalifikowalnych wynosząca 55 mln EUR,

B to część kosztów kwalifikowalnych wynosząca od 55 mln EUR do 110 mln EUR,

C to część kosztów kwalifikowalnych powyżej 110 mln EUR.

Rysunek 7. Mapa Intensywności Pomocy Regionalnej



Źródło: PAIH

enterprise does not constitute an initial investment that initiates a new business activity.

State aid levels in Poland – how much can you get?

Poland has adopted a new regional aid map, which sets percentage limits of aid to large companies in different regions of the country (from 20% to 50%).

Medium-sized and small-sized enterprises can expect an additional increase in regional aid intensity of 10 and 20 percentage points, respectively.

On the other hand, in the case of a large investment with costs exceeding EUR 55 million, the maximum state aid is adjusted – calculated based on a formula:

$$\text{Adjusted aid amount} = R \times (A + 0.50 \times B + 0 \times C)$$

Where:

R is the maximum aid intensity applicable in the area, excluding the increased aid intensity for SMEs,

A is the EUR 55 million portion of eligible costs,

B is the portion of eligible costs ranging from EUR 55 million to EUR 110 million,

C is the portion of eligible costs above EUR 110 million.

Fig. 7. Regional Aid Intensity Map

Source: PAIH

Warunki ubiegania się o grant rządowy i wysokość wsparcia zależą od wielkości przedsiębiorstwa, określonej według poniższych kryteriów:

- duże (zatrudnienie: pow. 250 pracowników, obrót: większy niż 50 mln EUR i bilans roczny większy niż 43 mln EUR), ponadto w ramach Programu wyodrębniono również podkategorię przedsiębiorstwa rozwijającego się (zatrudnienie mniej niż 1000 pracowników, obrót lub suma bilansowa nie przekracza 250 mln EUR),
- średnie (zatrudnienie w przedziale od 50 do 249 pracowników, obrót między 10 a 50 mln EUR, bilans roczny między 10 a 43 mln EUR),
- małe (zatrudnienie w przedziale od 10 do 49 pracowników, obrót i bilans roczny między 2 a 10 mln EUR),
- mikro (zatrudnienie do 9 pracowników, obrót i bilans roczny nie większy niż 2 mln EUR).

PROGRAM PRZEWIDUJE WSPARCIE INWESTYCJI Z DWÓCH TYTUŁÓW:

1. Wsparcie z tytułu kosztów inwestycji (grant inwestycyjny)

Do ubiegania się o wsparcie z tytułu kosztów inwestycji uprawnia realizacja inwestycji:

- Strategicznej
- Innowacyjnej
- Centrum Usług Badawczo-Rozwojowych zgodnie z kryteriami wskazanymi w poniższej tabeli.

Tabela 24. Tabela minimalnych kryteriów ilościowych – nakładów inwestycyjnych i zatrudnienia dla projektów inwestycyjnych realizowanych przez dużych przedsiębiorców ubiegających się o grant inwestycyjny

Rodzaj inwestycji <i>Investment type</i>	Minimalne nakłady inwestycyjne (mln PLN) ^I <i>Minimum investment (PLN million)</i> ^I	Minimalne zatrudnienie <i>Minimum employment</i>	Maksymalne wsparcie (jako % kosztów kwalifikowanych) <i>Maximum aid (as % of eligible costs)</i>
Strategiczna <i>Strategic</i>	160	50	mikroprzedsiębiorca / mały przedsiębiorca: 25% ^{II} / 15% ^{III} <i>micro enterprise / small-sized enterprise: 25%^{II} / 15%^{III}</i>
Innowacyjna <i>Innovative</i>	7	20	średni przedsiębiorca / przedsiębiorca rozwijający: 20% ^{II} / 10% ^{III} <i>medium-sized enterprise / developing enterprise: 20%^{II} / 10%^{III}</i> duży przedsiębiorca: 15% ^{II} / 5% ^{III} <i>large-sized enterprise: 15%^{II} / 5%^{III}</i>
Centrum Usług Badawczo-Rozwojowych <i>Research and Development Services Centre</i>	1	10 ^{IV}	do 25% ^{II} / 15% ^{III} <i>up to 25%^{II} / 15%^{III}</i>

The conditions for applying for a government grant and the amount of aid depend on the size of the company, determined according to the following criteria:

- large-sized (employment: more than 250 employees, turnover: more than EUR 50 million and annual balance sheet amount higher than EUR 43 million); in addition, the Program also has a subcategory of a developing enterprise (employment less than 1,000 employees, turnover or balance sheet total less than EUR 250 million),
- medium-sized (employment between 50 and 249 employees, turnover between EUR 10 and 50 million, annual balance sheet amount between: EUR 10 to 43 million),
- small-sized (employment between 10 and 49 employees, turnover and annual balance sheet amount between EUR 2 and 10 million),
- micro (employment up to 9 employees, turnover and annual balance sheet not more than EUR 2 million).

THE PROGRAM PROVIDES FOR INVESTMENT AID IN TWO SITUATIONS:

1. Aid on account of investment costs (investment grant)

To be eligible to apply for aid on account of investment costs, an entrepreneur must be implementing one of the following investment types:

- Strategic
- Innovative
- Research and Development Services Centre, according to the criteria indicated in the table below.

Tab. 24. Table of minimum quantitative criteria – capital expenditures and employment for investment projects implemented by large entrepreneurs applying for an investment grant

^I minimalne nakłady i zatrudnienie odnoszą się do dużego przedsiębiorcy i są odpowiednio niższe dla mikro-, małych, średnich i rozwijających się przedsiębiorców,

^{II} w przypadku lokalizacji inwestycji na obszarze kraju, na którym maksymalna intensywność pomocy regionalnej wynosi 50%, lub na obszarze zagrożonym wykluczeniem,

^{III} w przypadku lokalizacji inwestycji na pozostałym obszarze kraju,

^{IV} dla osób z wyższym wykształceniem.

Źródło: PAIH

2. Wsparcie z tytułu kosztów tworzenia nowych miejsc pracy (grant na zatrudnienie)

Do ubiegania się o wsparcie z tytułu kosztów tworzenia nowych miejsc pracy uprawnia realizacja inwestycji w:

- Centrum Usług Biznesowych,
- Centrum Usług Badawczo-Rozwojowych, zgodnie z kryteriami wskazanymi w poniższej tabeli.

Tabela 25. Tabela minimalnych kryteriów ilościowych – nakładów inwestycyjnych i zatrudnienia dla projektów usługowych ubiegających się o grant na zatrudnienie

Rodzaj inwestycji <i>Investment type</i>	Minimalne nakłady inwestycyjne (mln PLN) ^I <i>Minimum investment (PLN million)</i> ^I	Minimalne zatrudnienie <i>Minimum employment</i>	Maksymalne wsparcie (na każde miejsce pracy, w PLN) <i>Maximum aid (per job, PLN)</i>	Rodzaj procesów <i>Type of processes</i>
Centrum Usług Biznesowych <i>Business Service Centre</i>	1	100	15 tys. ^{II} / 7,5 tys. 15 k ^{II} / 7.5 k	Średnio zaawansowane, zaawansowane i wysoko zaawansowane usługi (określone w załączniku nr 2 do Programu) <i>Intermediate, advanced and high-end services (as defined in Appendix 2 of the Program)</i>
Centrum Usług Badawczo-Rozwojowych <i>Research and Development Services Centre</i>	1	10 ^{III}	do 40 tys. ^{IV} / do 30 tys. ^V / do 20 tys. ^{II} / do 15 tys. ^{VI} up to 40 k ^{IV} / up to 30 k ^V / up to 20 k ^{II} / up to 15 k ^{VI}	Usługi badawczo-rozwojowe (określone w załączniku nr 2 do Programu) <i>Research and development services (specified in Annex 2 to the Program)</i>

^I minimalne nakłady i zatrudnienie odnoszą się do dużego przedsiębiorcy i są odpowiednio niższe dla mikro-, małych, średnich i rozwijających się przedsiębiorców,

^{II} w przypadku lokalizacji inwestycji na obszarze kraju, na którym maksymalna intensywność pomocy regionalnej wynosi 50%, lub na obszarze zagrożonym wykluczeniem,

^{III} dla osób z wyższym wykształceniem,

^{IV} w przypadku utworzenia co najmniej 200 nowych miejsc pracy lub posiadania statusu Centrum Badawczo-Rozwojowego zgodnie z ustawą z 30 maja 2008 r. o niektórych formach

^I minimum expenditures and employment refer to a large-sized enterprise and are correspondingly lower for micro, small-sized, medium-sized and developing enterprises,

^{II} if an investment project is within an area of a country where the maximum intensity of regional aid is 50%, or in an area at risk of exclusion,

^{III} when locating investments in the rest of the country,

^{IV} for those with higher education.

Source: PAIH

2. Aid on account of the new job creation costs (employment grant)

To be eligible to apply for aid on account of the new job creation costs, an entrepreneur must be implementing one of the following investment types:

- Business Service Centre,
- Research and Development Services Centre, according to the criteria indicated in the table below.

Tab. 25. Table of minimum quantitative criteria – capital expenditures and employment for service projects applying for an employment grant

wspierania działalności innowacyjnej (Dz.U. z 2022 r., poz. 2474), niezależnie od lokalizacji inwestycji,

^v w przypadku utworzenia co najmniej 100 nowych miejsc pracy, niezależnie od lokalizacji inwestycji,

^{vi} w przypadku lokalizacji inwestycji na pozostałym obszarze kraju.

Źródło: PAIH

Obowiązek współpracy z podmiotami tworzącymi system szkolnictwa wyższego i nauki

W ramach wsparcia w postaci grantu rządowego duży przedsiębiorca zobowiązany jest do poniesienia w okresie realizacji lub utrzymania inwestycji kosztów w zakresie współpracy z podmiotami tworzącymi system szkolnictwa wyższego i nauki lub ze szkołami ponadpodstawowymi w wysokości co najmniej 15% wartości przyznanego wsparcia.

Wymóg spełnienia kryteriów jakościowych zgodnie z Programem

Ubiegając się o grant rządowy, inwestor, oprócz spełnienia kryteriów ilościowych, deklaruje również spełnienie kryteriów jakościowych, które w większości podlegają weryfikacji w okresie utrzymania. Maksymalnie w ramach oceny jakościowej inwestycji przedsiębiorca może otrzymać 10 punktów.

Minimalna liczba punktów z oceny jakościowej zależy od lokalizacji projektu i wynosi co najmniej:

- 4 punkty – w przypadku lokalizacji inwestycji na obszarze kraju, na którym maksymalna intensywność pomocy regionalnej wynosi 50% lub na obszarze zagrożonym wykluczeniem;
- 5 punktów – w przypadku lokalizacji inwestycji na obszarze kraju, na którym maksymalna intensywność pomocy regionalnej wynosi 30 oraz 40%;
- 6 punktów – w przypadku lokalizacji inwestycji na pozostałym obszarze kraju.

Kryteria oceny jakościowej zależą od tego, z jakiego tytułu inwestor ubiega się o wsparcie.

a. Kryteria jakościowe oceny inwestycji w wypadku ubiegania się o wsparcie z tytułu kosztów tworzenia nowych miejsc pracy to:

- Rodzaj wykonywanych procesów.
- Prowadzenie działalności B+R.
- Wykorzystanie potencjału zasobów ludzkich.
- Robotyzacja i automatyzacja procesów.
- Posiadanie statusu mikroprzedsiębiorcy, małego przedsiębiorcy albo średniego przedsiębiorcy.
- Utworzenie wysokopłatnych i stabilnych miejsc pracy.
- Inwestycja w budynku o niskim negatywnym wpływie na środowisko.
- Wspieranie zrównoważonego terytorialnie rozwoju kraju.

(Journal of Laws 2022, item 2474), regardless of the location of the investment,

^v for the creation of at least 100 new jobs, regardless of the location of the investment,

^{vi} for the location of investments in the rest of the country.

Source: PAIH

Obligation to cooperate with entities that make up the higher education and science system

As part of the aid in the form of a government grant, a large-sized enterprise is obliged to incur costs during the investment project implementation or maintenance period related to cooperation with entities forming the higher education and science system or with secondary schools in the amount of at least 15% of the value of the granted aid.

The requirement to meet qualitative criteria in accordance with the Program

When applying for a government grant, the investor, in addition to meeting quantitative criteria, also declares that it has satisfied qualitative criteria, most of which are subject to verification during the maintenance period. 10 points is the maximum score that an entrepreneur can receive under investment project qualitative assessment.

The minimum number of points under the qualitative assessment depends on the location of the project and is at least:

- 4 points – if the investment is located in an area of the country where the maximum intensity of regional aid is 50% or in an area at risk of exclusion;
- 5 points – if the investment is located in an area of the country where the maximum intensity of regional aid is 30 and 40%;
- 6 points – if the investment is located in the rest of the country.

The qualitative assessment criteria depend on what the investor is seeking aid for.

a. Investment project qualitative assessment criteria when applying for aid on account of new job creation costs are:

- The type of processes employed,
- Conducting R&D activities,
- Leveraging the potential of human resources,
- Robotization and process automation,
- Having the status of a micro-entrepreneur, small – entrepreneur or medium-sized entrepreneur,
- Creation of high-paying and stable jobs,
- Investment in a building with low negative environmental impact,
- Promoting territorially balanced national development,

- Wspieranie zdobywania wykształcenia i kwalifikacji zawodowych oraz współpraca ze szkolnictwem branżowym.
- Podejmowanie działań w zakresie opieki nad pracownikiem.

b. Kryteria jakościowe oceny inwestycji w wypadku ubiegania się o wsparcie z tytułu kosztów inwestycji to:

- Inwestycja w sektorze strategicznym.
- Wykorzystanie potencjału zasobów ludzkich.
- Robotyzacja i automatyzacja procesów.
- Prowadzenie działalności B+R.
- Inwestycja w OZE.
- Posiadanie statusu mikroprzedsiębiorcy, małego przedsiębiorcy albo średniego przedsiębiorcy.
- Utworzenie wyspecjalizowanych miejsc pracy.
- Prowadzenie działalności gospodarczej o niskim negatywnym wpływie na środowisko.
- Rozwój zrównoważony terytorialnie.
- Wspieranie zdobywania wykształcenia i kwalifikacji zawodowych oraz współpraca ze szkolnictwem branżowym.
- Podejmowanie działań w zakresie opieki nad pracownikiem.

3. Zwiększenie wsparcia w związku ze szkoleniami pracowników

Wysokość wsparcia z tytułu kosztów tworzenia nowych miejsc pracy lub kosztów inwestycji może być zwiększona w wypadku oferowania przez przedsiębiorcę szkoleń dla pracowników.

Wysokość zwiększenia wsparcia w przeliczeniu na jednego pracownika może wynieść maksymalnie:

- 7 tys. PLN – w przypadku lokalizacji inwestycji na obszarze kraju, na którym maksymalna intensywność pomocy regionalnej wynosi 50%, lub na obszarze zagrożonym wykluczeniem;
- 5 tys. PLN – w przypadku lokalizacji inwestycji na pozostałym obszarze kraju.

Procedura udzielania wsparcia

Aplikacja o grant rządowy została uregulowana w Programie i obejmuje etapy opisane poniżej.

- 1) Złożenie dokumentacji przez Inwestora do:
 - a. PAIH:
 - wypełniony w języku polskim formularz aplikacyjny (Informacja o projekcie),
 - analiza efektu zachęty¹⁵⁷ (dot. dużych przedsiębiorców),

¹⁵⁷ Analiza efektu zachęty (studium wykonalności projektu) – zgodnie z Artykułem 6 Rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z 17 czerwca 2014 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu, w przypadku ubiegania się o regionalną pomoc inwestycyjną duży przedsiębiorca musi wykazać, że:

- bez uzyskania wsparcia projekt zostanie zrealizowany w innym państwie. Konieczna do tego jest analiza porównawcza scenariusza realizacji inwestycji w Polsce oraz innym państwie wraz ze szczegółowym wyliczeniem możliwej do uzyskania pomocy publicznej, albo

- Promoting the acquisition of education and professional qualifications and cooperation with industry education,
- Implementing measures aimed at employee welfare.

b. Investment project qualitative assessment criteria when applying for aid on account of investment costs are:

- Investment in the strategic sector,
- Leveraging the potential of human resources,
- Robotization and process automation,
- Conducting R&D activities,
- RES investment,
- Having the status of a micro-entrepreneur, small-sized entrepreneur or medium-sized entrepreneur,
- Creation of specialized jobs,
- Conducting economic activities with low negative environmental impact,
- Territorially balanced development,
- Promoting the acquisition of education and professional qualifications and cooperation with industry education,
- Implementing measures aimed at employee welfare.

3. Increasing aid in connection with employee training

The amount of aid on account of the new job creation costs or investment costs may be increased if an entrepreneur offers training to employees.

The amount of aid increase per employee can be a maximum of:

- PLN 7,000 – if the investment is located in an area of the country where the maximum intensity of regional aid is 50%, or in an area at risk of exclusion;
- PLN 5,000 – if the investment is located in the rest of the country.

Aid granting procedure

The application for a government grant is governed by the Program and includes the below steps.

- 1) Submission of Investor's documentation to:
 - a. PAIH:
 - a filled-in application form (Project information) in Polish,
 - incentive effect analysis¹⁵⁷ (for large-sized enterprises),

¹⁵⁷ Incentive effect analysis (project feasibility study) – in accordance with Art. 6 of Commission Regulation (EU) No. 651/2014 of 17 June 2014 declaring certain types of aid compatible with the internal market in application of Art. 107 and 108 of the Treaty, when applying for regional investment aid, a large-sized enterprise must demonstrate that:

- without obtained support, the project will be implemented in another country. This requires a comparative analysis of the implementation scenario of the investment in Poland and another country, together with a detailed calculation of the possible public aid, or

- załączniki wskazane w Informacji o projekcie,
 - kopia wniosku złożonego do ministra właściwego ds. gospodarki.
- b. Ministra właściwego ds. gospodarki:
- wniosek o przyznanie pomocy publicznej wraz z niezbędnymi załącznikami.

2) Analiza dokumentów

- PAIH dokonuje analizy przedstawionych przez przedsiębiorcę danych pod kątem spełnienia wymogów formalnych Programu, a następnie
- PAIH sporządza opis projektu zawierający ocenę inwestycji i proponowaną na jej podstawie wysokość wsparcia wraz z uzasadnieniem.

3) Przekazanie opisu projektu

Opis projektu wraz z kopią dokumentów przedłożonych przez przedsiębiorcę, na podstawie których został sporządzony opis, PAIH przekazuje ministrowi właściwemu ds. gospodarki.

4) Wydanie rekomendacji

Międzyresortowy Zespół ds. Inwestycji o Istotnym Znaczeniu dla Gospodarki Polskiej wydaje rekomendację dot. wysokości grantu.

5) Wydanie decyzji

Minister właściwy ds. gospodarki podejmuje ostateczną decyzję o przyznaniu grantu rządowego i jego wysokości oraz przekazuje przedsiębiorcy informację o wysokości wsparcia, które przedsiębiorca może uzyskać w przypadku zawarcia umowy. Przedsiębiorca ma 30 dni od dnia doręczenia informacji od ministra właściwego ds. gospodarki na złożenie oświadczenia o akceptacji proponowanej wysokości wsparcia.

W przypadku akceptacji proponowanej wysokości wsparcia minister właściwy ds. gospodarki zawiera z przedsiębiorcą umowę.

Rozpoczęcie prac nad inwestycją jest możliwe dopiero po złożeniu wniosku o pomoc publiczną wraz z załącznikami do ministra właściwego ds. gospodarki (analiza efektu zachęty jest wymagana tylko w przypadku projektów realizowanych przez dużych i rozwijających się przedsiębiorców), co zostało opisane w pkt 1.

Aby lepiej zobrazować mechanizm obliczania grantu rządowego, poniżej przedstawiono przykładowe *case study* dla projektu produkcyjnego. Zawiera ono podstawowe dane projektowe, które umożliwiają wstępne wyliczenie wartości grantu możliwego do uzyskania.

-
- bez uzyskanego wsparcia projekt inwestycyjny nie przyniósłby wystarczających korzyści beneficjentowi. Konieczna do tego jest analiza porównawcza opłacalności realizacji inwestycji (w oparciu o wskaźniki NPV oraz IRR) w Polsce z uzyskaną pomocą oraz bez pomocy.

- attachments indicated in the project information,
 - copy of the application submitted to the Minister of Economic Affairs.
- b. Minister responsible for the economy:
- application for state aid with the necessary attachments.

2) Document analysis

- PAIH analyses the data submitted by the entrepreneur in terms of meeting the formal requirements of the Program, and then
- PAIH draws up a project description that includes an assessment of the investment and the amount of aid proposed, along with a justification.

3) Transmission of project description

Description of the project with a copy of the documents submitted by the entrepreneur on the basis of which the description was prepared, PAIH forwards it to the minister responsible for the economy.

4) Issuing a recommendation

An Inter-Ministerial Team for Investments of Significant Importance to the Polish Economy issues a recommendation on the amount of the grant.

5) Issuance of a decision

The Minister of Economic Affairs shall make the final decision on the award of the government grant and its amount, and shall inform the entrepreneur of the amount of aid that the entrepreneur may receive if the agreement is concluded. The entrepreneur has 30 days from the date of delivery of the information from the minister of economy to submit a statement of acceptance of the proposed amount of aid.

If the proposed amount of aid is accepted, the minister in charge of the economy shall conclude an agreement with the entrepreneur.

It is possible to start work on an investment only after submitting an application for state aid with attachments to the minister in charge of the economy (an incentive effect analysis is required only for projects implemented by large-sized and developing entrepreneurs), as described in clause 1.

To better illustrate the mechanism of calculating the government grant, below is a description of a sample case study involving a manufacturing project. It includes basic project data, which allows a preliminary calculation of the possible grant value.

-
- without obtained support, the investment project would not bring sufficient benefits to the beneficiary. This requires a comparative analysis of the investment project implementation profitability (based on NPV and IRR ratios) in Poland, with and without the support obtained.

Jako DI PAIH, każdorazowo indywidualnie podchodzimy do przedsiębiorców i ich zamierzeń inwestycyjnych. Grant rządowy stanowi jedną z chętniej wybieranych form wsparcia. Kluczem do przeprowadzenia procesu aplikacyjnego zakończonego sukcesem jest dobre ustrukturyzowanie projektu oraz poprawne przygotowanie dokumentacji. Eksperti DI PAIH chętnie odpowiedzą na Państwa pytania dotyczące zasad przyznawania wsparcia oraz doradzą w zakresie procedury aplikacyjnej.

As PAIH DI, we approach entrepreneurs and their investment projects on a case-specific basis. The government grant is one of the most popular forms of support. The key to a successful application process is good structuring of the project and correct preparation of documentation. The experts at PAIH DI will be happy to answer your questions on the principles of granting support and advise you on the application procedure.

Rysunek 8. Pakiet regionalnej pomocy publicznej – case study

Parametry / Parameters

€	CAPEX 110 mln EUR / CAPEX EUR 110 MM
	400 nowych miejsc pracy / 400 new jobs
	Nowy zakład produkcyjny komponentów dla farm wiatrowych A new manufacturing plant for wind farm components
	Wybrana lokalizacja Szczecin (zachodniopomorskie) Selected location – Szczecin (Zachodniopomorskie province)
	Wysoko innowacyjny, przyjazny środowisku proces produkcyjny, wysokopłatne miejsca pracy, dodatkowe świadczenia prawnicze i szkolenia Highly innovative, eco-friendly manufacturing process, well-paid jobs, additional employee benefits and training

Fig. 8. Regional state aid package – case study

Oferta pomocy / Aid offer

<input checked="" type="checkbox"/>	Limit pomocy regionalnej w woj. zachodniopomorskim – 40% Regional aid limit in the Zachodniopomorskie province – 40% Maksymalna wysokość pomocy bez notyfikacji do KE – 33 mln EUR Maximum aid amount without notification to EC – EUR 33 million
<input checked="" type="checkbox"/>	Wniosek o grant uzyskał 8 punktów The grant application was awarded 8 points Maksymalna wysokość grantu: 5% Otrzymane wsparcie: 4,4 mln EUR Maximum grant amount: 5% Received support: EUR 4.4 MM
<input checked="" type="checkbox"/>	Zwolnienie z RET udzielone przez władze lokalne RET exemption granted by local authorities
<input checked="" type="checkbox"/>	14 lat zwolnienia z CIT do osiągnięcia pułapu dostępnej pomocy 14-year-long CIT exemption until sufficient aid threshold is achieved

Maksymalną wysokość wsparcia dla danej inwestycji oblicza się, biorąc pod uwagę planowaną wysokość kosztów inwestycji, maksymalną intensywność wsparcia oraz liczbę punktów uzyskanych w ramach oceny jakościowej inwestycji, według poniższego wzoru:

Maximum support amount for a given investment project is calculated taking into account the planned project costs, maximum aid intensity and number of points awarded under the project quality assessment, as per the following formula:

Wysokość wsparcia (PLN) / Aid amount (PLN) = a × b × c ÷ 10

- a – wysokość kosztów inwestycji (PLN)
investment project costs (PLN)
- b – maksymalna intensywność wsparcia (%)
maximum aid intensity (%)
- c – wynik końcowy oceny jakościowej inwestycji
project quality assessment end result

Uwaga!

15% wysokość grantu: 660 000 EUR, zostanie przeznaczona na współpracę z uczelniami wyższymi lub szkołami ponadpodstawowymi

Note!

15% grant EUR 660,000 to be allocated to cooperation with universities or secondary schools

6.1.2. Polska Strefa Inwestycji – zwolnienia CIT

Zwolnienie od podatku dochodowego w Polskiej Strefie Inwestycji

Oferowana w ramach Polskiej Strefy Inwestycji regionalna pomoc publiczna w postaci zwolnienia od podatku dochodowego od osób prawnych oraz podatku dochodowego od osób fizycznych stanowi jeden z głównych instrumentów wsparcia działalności gospodarczej w Polsce. Dotyczy podmiotów z łańcucha dostaw do wytwórców energii (z uwagi na wyłączenie podmiotów prowadzących działalność w sektorze wytwarzania i dystrybucji energii).

Forma wsparcia

Zasadniczą formą wsparcia w ramach Polskiej Strefy Inwestycji – obejmującej całe terytorium Polski – jest zwolnienie z podatku dochodowego od osób prawnych lub podatku

6.1.2 Polish Investment Zone – CIT exemptions

Income tax exemption in the Polish Investment Zone

The regional state aid offered within the Polish Investment Zone in the form of exemption from corporate income tax and personal income tax is one of the main instruments for supporting economic activity in Poland. It applies to entities within the supply chain to energy generators (due to the exclusion of entities operating in the energy generation and distribution sector).

Form of support

The principal form of support within the Polish Investment Zone – covering the entire territory of Poland – is exemption from corporate income tax or personal income tax granted

dochodowego od osób fizycznych udzielane przedsiębiorcom realizującym tzw. nowe inwestycje na podstawie decyzji o wsparciu w Polskiej Strefie Inwestycji. Wysokość wsparcia może osiągać poziom do 70% wartości realizowanej inwestycji, zależnie w szczególności od lokalizacji inwestycji, wartości kosztów kwalifikowalnych i wielkości przedsiębiorcy.

Przedmiot wsparcia

Nowa inwestycja, która może korzystać z rozważanego wsparcia – w świetle przepisów o regionalnej pomocy publicznej (zgodnie z definicją inwestycji początkowej zawartej w art. 2 ust. 49 Rozporządzenia Komisji UE nr 651/2014 z 17.06.2014 r. uznające niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu (GBER) – oznacza przy tym:

- Założenie nowego zakładu.
- Zwiększenie zdolności produkcyjnej istniejącego zakładu.
- Dywersyfikację produkcji poprzez wprowadzenie produktów uprzednio nieprodukowanych w zakładzie.
- Zasadniczą zmianę dotyczącą procesu produkcyjnego istniejącego zakładu (przy czym zmiana powinna dotyczyć całościowego procesu produkcji produktu lub produktów, których dotyczy inwestycja w ten zakład).
- Nabycie aktywów należących do zakładu, który został zamknięty lub zostałby zamknięty, gdyby zakup nie nastąpił, przy czym wyklucza się samo nabycie akcji lub udziałów przedsiębiorstwa (jednocześnie – zgodnie z najnowszym brzmieniem przepisów – usunięto warunek nabycia przez inwestora niezwiązanego ze sprzedawcą).

Jednocześnie w przypadku inwestycji przedsiębiorcy innego niż mikro-, małego lub średniego (MŚP), czyli tzw. dużego przedsiębiorcy, na terenie województwa dolnośląskiego, województwa wielkopolskiego lub regionu warszawskiego stołecznego nowa inwestycja może dotyczyć tylko inwestycji na rzecz nowej działalności gospodarczej (inwestycja początkowa na rzecz nowej działalności gospodarczej, zgodnie z definicją w art. 2 ust. 51 Rozporządzenia GBER).

Z warunku, iż inwestycja ma być nowa, wynika również, że o wsparcie można ubiegać się tylko przy zachowaniu tzw. efektu zachęty. Weryfikacja jego spełnienia może mieć dwojaki charakter: merytoryczny (ekonomiczny) oraz formalny. Weryfikacja ekonomicznego efektu zachęty polega zasadniczo na obiektywnej ocenie, czy projekt przedłożony do sfinansowania nie jest możliwy do realizacji bez wsparcia finansowego ze strony państwa. Natomiast analiza formalnego efektu zachęty co do zasady sprowadza się do oceny chronologii zdarzeń, tj. czy beneficjent pomocy przed rozpoczęciem prac nad projektem wystąpił do państwa członkowskiego o przyznanie pomocy (gdzie „rozpoczęcie prac” stanowi pojęcie definiowane w określony sposób).

Tak zdefiniowane nowe inwestycje mogą zostać objęte wsparciem w Polskiej Strefie Inwestycji, o ile nie podlegają wyłączeniu w związku z realizacją w ramach określonych sektorów działalności gospodarczej. Szczegółowy

to entrepreneurs implementing so-called new investments via a decision on support in the Polish Investment Zone. The amount of support may reach up to 70% of the value of the implemented investment, depending, in particular, on the location of the investment, the value of eligible costs and the size of the entrepreneur.

Support subject

In this regard, a new investment that may benefit from the support under consideration – in light of the provisions on regional state aid (in accordance with the definition of initial investment contained in Art. 2 (49) of the EU Commission Regulation No. 651/2014 of 17.06.2014 declaring certain types of aid compatible with the internal market in application of Art. 107 and 108 of the Treaty (GBER)) means – means:

- Establishing a new plant,
- Increasing the production capacity of an existing plant,
- Diversifying production by introducing products previously not manufactured at the plant,
- A fundamental change concerning the manufacturing process of an existing plant (whereby the change should concern the overall manufacturing process of the product or products affected by the investment in the plant),
- Acquisition of assets belonging to a plant that has been closed or would have been closed if the purchase had not taken place, with the mere acquisition of shares of an enterprise being excluded (at the same time – according to the latest wording of the regulations – the condition of acquisition by an investor not related to the seller has been removed).

At the same time, in the case of an investment by an entrepreneur other than a micro, small – or medium-sized enterprise (SME), i.e., a so-called large-sized enterprise in the Dolnośląskie and Wielkopolskie provinces or the Warsaw Capital Region, the new investment may only apply to investing in a new economic activity (initial investment for new economic activity, as defined in Art. 2(51) of the GBER Regulation).

It also follows from the condition that the investment is to be new that aid can be applied for only with the so-called incentive effect. Verification of its fulfilment can be twofold, namely, substantive (economic) and formal. Verification of the economic incentive effect is essentially an objective assessment of whether the project submitted for financing is not feasible without state financial support. On the other hand, the analysis of the formal incentive effect generally boils down to an assessment of the chronology of events, i.e., whether the aid recipient has applied to a member state for support prior to starting work on the project (where starting work is a concept defined in a certain way).

New investments defined this way can be supported under the Polish Investment Zone, as long as they are not subject to an exemption for implementation within certain sectors of economic activity. A detailed catalogue of exemptions is set

katalog wyłączeń określa rozporządzenie Rady Ministrów z 28 sierpnia 2018 r. w sprawie pomocy publicznej udzielanej niektórym przedsiębiorcom na realizację nowych inwestycji (Dz.U. z 2018 r., poz. 1713 z późn. zm.).

Na pomoc publiczną w postaci zwolnienia od podatku dochodowego w ramach decyzji o wsparciu w Polskiej Strefie Inwestycji mogą liczyć:

- wszystkie z sektora tradycyjnego przemysłu, z wyjątkiem przedsiębiorstw produkujących m.in.: materiały wybuchowe, alkohol, wyroby tytoniowe, stal, czy też firm prowadzących działalność w sektorze wytwarzania i dystrybucji energii; handlu hurtowego i detalicznego, obiektów i robót budowlanych, w zakresie usług związanych z zakwaterowaniem i usług gastronomicznych oraz prowadzenia ośrodków gier. Z uzyskania wsparcia, na mocy przepisów unijnych – art. 13 Rozporządzenia GBER; wykluczone są również firmy z sektora hutnictwa, żelaza i stali, sektora węglowego czy sektora transportowego;
- wybrane przedsiębiorstwa z sektora nowoczesnych usług (BSS) świadczące usługi: informatyczne, badawczo-rozwojowe w dziedzinie nauk przyrodniczych i technicznych, rachunkowości i kontroli ksiąg, z zakresu księgowości (z wyłączeniem deklaracji podatkowych), badań i analiz technicznych, centrów telefonicznych, architektonicznych oraz inżynierskich.

Ponadto decyzji o wsparciu w Polskiej Strefie Inwestycji nie wydaje się na inwestycje odtworzeniowe, tj. takie, które polegają wyłącznie na wymianie (odtworzeniu) dotychczas wykorzystywanych środków trwałych ze względu na stopień ich zużycia, remonty, naprawy oraz prace mające na celu utrzymanie danego obiektu w należyłym stanie technicznym.

Wielkość przedsiębiorstwa

Dla celów pomocy publicznej w formie zwolnienia podatkowego na podstawie decyzji o wsparciu w Polskiej Strefie Inwestycji znaczenie ma definicja mikroprzedsiębiorstw, małych, średnich (MŚP) oraz dużych przedsiębiorstw zawarta w Załączniku I do Rozporządzenia GBER (nie definicja ujęta w art. 7 polskiej ustawy Prawo przedsiębiorców).

Aby określić status przedsiębiorstwa, bierze się pod uwagę łącznie dwa wskaźniki: wskaźnik zatrudnienia i jeden z dwóch wskaźników finansowych (do wyboru przez przedsiębiorcę): roczny obrót lub roczną sumę bilansową.

Tabela 26. Wielkość przedsiębiorstwa

Klasyfikacja <i>Classification</i>	Wskaźnik zatrudnienia (w przeliczeniu na pełne etaty) <i>Employment rate (FTE)</i>	Wskaźnik finansowy (roczny obrót lub roczna suma bilansowa) <i>Financial indicator (annual turnover or annual balance sheet total)</i>
Mikroprzedsiębiorstwo <i>Microenterprise</i>	< 10 pracowników < 10 employees	obróć ≤ 2 mln EUR lub suma bilansowa ≤ 2 mln EUR <i>turnover ≤ EUR 2 million or balance sheet total ≤ EUR 2 million</i>

out in the Regulation of the Council of Ministers of 28 August 2018 on state aid granted to certain entrepreneurs for the implementation of new investment projects (Journal of Laws 2018, item 1713, as amended).

The following entities are eligible for state aid in the form of income tax exemption under a decision on support within the Polish Investment Zone:

- all from the traditional industrial sector, with the exception of companies manufacturing, among other things, explosives, alcohol, tobacco products, steel, or companies operating in the energy generation and distribution sector; wholesale and retail trade, construction facilities and works, accommodation and food services, and the operation of gaming centres. Also excluded from receiving aid, under EU regulations – Art. 13 of the GBER Regulation; are companies in the metallurgical, iron and steel, coal or transportation sectors,
- selected companies in the modern services sector (BSS) providing services in the field of IT, research and development in life sciences and technology, accounting and auditing, bookkeeping (excluding tax returns), technical research and analysis, call centres, architecture, and engineering.

In addition, decisions on aid within the Polish Investment Zone are not issued for replacement investments, i.e., investments that involve solely in the replacement (restoration) of previously employed fixed assets due to their degree of wear, overhauls, repairs and work aimed at maintaining the facility in sound technical condition.

Size of an enterprise

For the purposes of state aid in the form of tax exemption under a decision on aid within the Polish Investment Zone, the definition of micro, small-, medium-sized (SME) and large-sized enterprises in Annex I to the GBER Regulation (not the definition included in Art. 7 of the Polish Business Law) applies.

To determine the status of an enterprise, two indicators are taken into account collectively, namely, the employment rate and one of two financial indicators (to be chosen by the entrepreneur) – annual turnover or annual balance sheet total.

Tab. 26. Size of an enterprise

Klasyfikacja <i>Classification</i>	Wskaźnik zatrudnienia (w przeliczeniu na pełne etaty) <i>Employment rate (FTE)</i>	Wskaźnik finansowy (roczny obrót lub roczna suma bilansowa) <i>Financial indicator (annual turnover or annual balance sheet total)</i>
Małe przedsiębiorstwo <i>Small-sized enterprise</i>	< 50 pracowników < 50 employees	obróć ≤ 10 mln EUR lub suma bilansowa ≤ 10 mln EUR <i>turnover ≤ EUR 10 million or balance sheet total ≤ EUR 10 million</i>
Średnie przedsiębiorstwo <i>Medium-sized enterprise</i>	< 250 pracowników < 250 employees	obróć ≤ 50 mln EUR lub suma bilansowa ≤ 43 mln EUR <i>turnover ≤ EUR 50 million or balance sheet total ≤ EUR 43 million</i>

Źródło: Opracowanie własne TPA Poland

Source: Own compilation by TPA Poland

Podmiot niespełniający ww. warunków stanowi przedsiębiorstwo inne niż MŚP (czyli tzw. duże przedsiębiorstwo).

An entity that does not meet the above conditions constitutes an enterprise other than an SME (i.e., a so-called large-sized enterprise).

Co istotne, przy obliczaniu ww. wskaźników finansowych i liczby personelu uwzględnia się dane przedsiębiorstw partnerskich (w odpowiedniej proporcji) i przedsiębiorstw powiązanych.

Importantly, when calculating the aforementioned financial and personnel indices, the data of partner companies (in the appropriate proportion) and affiliated companies is taken into account.

Możliwa jest zmiana wielkości przedsiębiorstwa, np. reklasyfikacja dotychczasowego MŚP na dużego przedsiębiorcę. Zmiana taka zasadniczo wymaga potwierdzenia w świetle danych wynikających z dwóch kolejnych okresów obrotowych, jakkolwiek w niektórych przypadkach może nastąpić automatycznie.

It is possible to change the size of an enterprise, such as the reclassification of an existing SME to a large-sized enterprise. Such a change generally requires confirmation in the form of data from two consecutive accounting periods, although it may occur automatically in some cases.

Decyzja o wsparciu

Decision on support

Aby skorzystać ze zwolnienia od podatku dochodowego w ramach Polskiej Strefy Inwestycji, przedsiębiorca musi uzyskać decyzję o wsparciu. Jest ona wydawana na wniosek przedsiębiorcy, w imieniu ministra właściwego ds. gospodarki przez zarządzających Specjalnymi Strefami Ekonomicznymi, w zależności od lokalizacji inwestycji:

In order to benefit from income tax exemption within the Polish Investment Zone, an entrepreneur must obtain a decision on support. It is issued at the request of the entrepreneur, and on behalf of the minister responsible for the economy by the managers of Special Economic Zones, depending on the location of the investment project:

- Kamiennogórska Specjalna Strefa Ekonomiczna
- Katowicka Specjalna Strefa Ekonomiczna
- Kostrzyńsko-Słubicka Specjalna Strefa Ekonomiczna
- Krakowski Park Technologiczny
- Legnicka Specjalna Strefa Ekonomiczna
- Łódzka Specjalna Strefa Ekonomiczna
- Specjalna Strefa Ekonomiczna Euro-Park MIELEC
- Pomorska Specjalna Strefa Ekonomiczna
- Słupska Specjalna Strefa Ekonomiczna
- Specjalna Strefa Ekonomiczna „Starachowice”
- Suwalska Specjalna Strefa Ekonomiczna
- Tarnobrzeska Specjalna Strefa Ekonomiczna Euro-Park Wisłosan
- Wałbrzyska Specjalna Strefa Ekonomiczna
- Warmińsko-Mazurska Specjalna Strefa Ekonomiczna

- Kamienna Góra Special Economic Zone
- Katowice Special Economic Zone
- Kostrzyn-Slubice Special Economic Zone
- Kraków Technology Park
- Legnica Special Economic Zone
- Łódź Special Economic Zone
- Special Economic Zone Euro-Park MIELEC
- Pomeranian Special Economic Zone
- Słupsk Special Economic Zone
- Special Economic Zone ‘Starachowice’
- Suwałki Special Economic Zone
- Tarnobrzeg Special Economic Zone Euro-Park Wisłosan
- Wałbrzych Special Economic Zone
- Warmia and Mazury Special Economic Zone

Decyzja o wsparciu określa m.in. okres jej obowiązywania, przedmiot działalności gospodarczej oraz warunki, jakie przedsiębiorca musi spełnić, by skorzystać ze zwolnienia podatkowego.

The aid decision specifies, among other things, its duration, the subject matter of the business activity, and the conditions that an entrepreneur must meet in order to benefit from the tax exemption.

Czas trwania wsparcia

Decyzja o wsparciu wydawana jest na czas oznaczony 12, 14 albo 15 lat, którego długość zależy od intensywności wsparcia obowiązującej na danym obszarze:

Tabela 27. Czas obowiązywania decyzji o wsparciu

Czas obowiązywania decyzji o wsparciu <i>Validity of decision on support</i>	Intensywność pomocy publicznej <i>State aid intensity</i>
12 lat <i>12 years</i>	20% i 25% <i>20% and 25%</i>
14 lat <i>14 years</i>	35% i 40% <i>35% and 40%</i>
15 lat <i>15 years</i>	50% + na terenach w granicach Specjalnych Stref Ekonomicznych (min. 51% obszaru nowej inwestycji) <i>50% + in areas within the boundaries of Special Economic Zones (min. 51% of the area of the new investment)</i>

Źródło: Opracowanie własne TPA Poland

Wsparcie z tytułu kosztów kwalifikowanych nowej inwestycji przysługuje począwszy od miesiąca, w którym upłynął termin zakończenia inwestycji określony w decyzji o wsparciu, w tym do zakończenia realizacji ostatniego z etapów niekiedy wieloletnich procesów inwestycyjnych. Moment ten nie ulega przyspieszeniu, nawet jeśli przedsiębiorca uzyskuje przychody z nowej inwestycji przed zakończeniem tej inwestycji. Wsparcie przysługuje do wygaśnięcia decyzji o wsparciu lub wyczerpania maksymalnej dopuszczalnej pomocy regionalnej.

Kryteria dostępu – ilościowe i jakościowe

Przedsiębiorcy ubiegający się o decyzję o wsparciu w Polskiej Strefie Inwestycji muszą spełnić kryteria ilościowe i jakościowe.

Kryteria ilościowe oznaczają minimalne koszty kwalifikowane, jakie przedsiębiorca ubiegający się o decyzję o wsparciu winien ponieść, w zależności od stopy bezrobocia w powiecie właściwym dla miejsca realizacji nowej inwestycji oraz wielkości przedsiębiorcy.

Aid duration

The decision on support is issued for a fixed period of 12, 14 or 15 years, the length of which depends on the intensity of aid in effect within the area:

Tab. 27. Validity of decision on support

Czas obowiązywania decyzji o wsparciu <i>Validity of decision on support</i>	Intensywność pomocy publicznej <i>State aid intensity</i>
12 lat <i>12 years</i>	20% i 25% <i>20% and 25%</i>
14 lat <i>14 years</i>	35% i 40% <i>35% and 40%</i>
15 lat <i>15 years</i>	50% + na terenach w granicach Specjalnych Stref Ekonomicznych (min. 51% obszaru nowej inwestycji) <i>50% + in areas within the boundaries of Special Economic Zones (min. 51% of the area of the new investment)</i>

Source: Own compilation by TPA Poland

Aid on account of eligible costs of a new investment applies from the month in which the deadline for completion of the investment specified in the decision on support has passed, including the completion of the ultimate stage of a sometimes multi-annual investment process. The timing is not accelerated, even if the entrepreneur receives revenues from the new investment before the decision on support or exhaustion of the maximum allowable regional aid.

Access criteria – quantitative and qualitative

Entrepreneurs applying for a decision on aid within the Polish Investment Zone must meet quantitative and qualitative criteria.

Quantitative criteria mean the minimum eligible costs that an entrepreneur applying for a decision on aid should incur, depending on the unemployment rate in the county relevant to the location of the new investment project and the size of the entrepreneur.

Tabela 28. Kryteria ilościowe – minimalne koszty kwalifikowane

Stopa bezrobocia w powiecie / przeciętna stopa bezrobocia w Polsce* (%) <i>Unemployment rate in the district / average unemployment rate in Poland* (%)</i>	Minimalne koszty kwalifikowane (mln PLN) <i>Minimum eligible costs (PLN million)</i>			
	Duże przedsiębiorstwa*** <i>Large enterprise***</i>	Średnie przedsiębiorstwa <i>Medium-sized enterprises</i>	Małe przedsiębiorstwa oraz nowoczesne usługi dla biznesu (mln PLN) <i>Small enterprises and modern services for business (PLN million)</i>	Mikroprzedsiębiorstwa (mln PLN) <i>Micro enterprises (PLN million)</i>
<60 średniej krajowej <60 of national average	100	10	5	2
60–100	80	8	4	1,6
100–130	60	6	3	1,2
130–160	40	4	2	0,8
160–200	20	2	1	0,4
200–250	15	1,5	0,75	0,3
> 250**	10	1	0,5	0,2

* przy uwzględnieniu aktualnej średniej krajowej stopy bezrobocia zgodnie z obwieszczeniem prezesa GUS (obecnie 6,1%). Bezrobocie jest oceniane na podstawie obwieszczenia Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego (ogłaszane raz w roku).

** w przypadku inwestycji w mieście średnim tracącym funkcje społeczno-gospodarcze (file:///C:/Users/joanna.prokurat/Downloads/Zaktualizowana_imienna_lista_139_miastrac%C5%9Brednich_trac%C4%85cych_funkcje_spo%C5%82eczno-gospodarcze.pdf – dostęp na 27 kwietnia 2024 r.) lub gminie graniczącej z takim miastem

*** W przypadku planowanej przez dużego i średniego przedsiębiorcę reinwestycji w istniejącym zakładzie (w tym w zakresie nowoczesnych usług dla biznesu) – wymagane koszty kwalifikowane nowej inwestycji obniża się o 50%.

Źródło: Opracowanie własne TPA Poland

W przypadku nowej inwestycji polegającej na dywersyfikacji produkcji istniejącego zakładu koszty kwalifikujące się do objęcia pomocą muszą przekraczać o co najmniej 200% wartość księgową ponownie wykorzystywanych aktywów, wykazaną na koniec roku obrotowego poprzedzającego rok obrotowy, w którym rozpoczęto realizację tej nowej inwestycji.

Kryteria jakościowe to natomiast warunki z zakresu zrównoważonego rozwoju gospodarczego i społecznego, które inwestycja musi spełnić, aby móc skorzystać ze zwolnienia od podatku dochodowego na podstawie decyzji o wsparciu w Polskiej Strefie Inwestycji.

Tab. 28. Quantitative criteria – minimum eligible costs

* taking into account the current average national unemployment rate as announced by the President of Statistics Poland (currently 6.1%). Unemployment is assessed on the basis of an announcement by the President of Statistics Poland (once a year).

** in the case of investments in a medium-sized city losing socio-economic functions (file:///C:/Users/joanna.prokurat/Downloads/Updated_immediate_list_139_cities_%C5%9Bred_trac%C4%85cych_functions_spo%C5%82eczno-economic.pdf – accessed 27 April 2024) or a municipality bordering such a city.

*** in the case of a reinvestment in an existing plant planned by a large – and medium-sized enterprise (including modern business services) – the required eligible costs of the new investment are reduced by 50%.

Source: Own compilation by TPA Poland

In the case of a new investment to diversify the production at an existing plant, the eligible costs must exceed the book value of the reused assets by at least 200%, as shown at the end of the fiscal year preceding the fiscal year in which the new investment was started.

Qualitative criteria, on the other hand, are the conditions in the field of economic and social sustainability that an investment must satisfy in order to be eligible for income tax exemption under the Polish Investment decision on support in the Polish Investment Zone.

Tabela 29. Kryteria jakościowe w obszarze zrównoważonego rozwoju gospodarczego

Tab. 29. Qualitative criteria in the area of sustainable economic development

Zrównoważony rozwój gospodarczy – maksymalnie 8 pkt <i>Sustainable economic development – maximum 8 points</i>			Liczba punktów <i>Number of points</i>
	Projekty produkcyjne <i>Production projects</i>	Projekty usługowe <i>Service projects</i>	
Zgodność z aktualną polityką rozwojową kraju, gdzie Polska może uzyskać przewagę konkurencyjną <i>Compatibility with the country's current development policy, where Poland can gain a competitive advantage</i>	Inwestycja w projekty wspierające branże z następujących sektorów <i>Investment in projects that support industries in the following sectors:</i> <ul style="list-style-type: none"> – żywności wysokiej jakości / <i>high-quality food,</i> – środków transportu / <i>means of transport,</i> – profesjonalnych urządzeń elektrycznych i elektronicznych / <i>professional electrical and electronic equipment,</i> – lotniczo-kosmicznego / <i>aerospace,</i> – produktów higienicznych, leków i wyrobów medycznych / <i>hygiene products, medicines and medical devices,</i> – maszynowego / <i>machinery,</i> – odzysku materiałowego surowców i nowoczesnych tworzyw / <i>material recovery of raw materials and modern plastics,</i> – ekobudownictwa / <i>eco-building,</i> – usług specjalistycznych / <i>specialized services,</i> – specjalistycznych usług teleinformatycznych lub / <i>specialized ICT services, or</i> – zgodnych z inteligentnymi specjalizacjami województwa, w którym jest planowana inwestycja / <i>in line with the smart specializations of the province where the investment is planned</i> 		1
Działalność B+R <i>R&D activities</i>	Prowadzenie działalności badawczo-rozwojowej <i>Conducting research and development activities</i>		1
Wykorzystanie potencjału zasobów ludzkich <i>Employing the potential of human resources</i>	Aktywizacja zawodowa przez / <i>Vocational activation by:</i> <ul style="list-style-type: none"> – tworzenie przyzakładowego żłobka lub przedszkola / <i>creation of an on-site nursery or kindergarten,</i> – pokrywanie kosztów związanych z pobytem dziecka w instytucjach opiekuńczo-wychowawczych lub / <i>covering the costs associated with the child's stay in care and education institutions, or</i> – zatrudnianie osób z orzeczeniem o niepełnosprawności / <i>employment of persons with a disability certificate</i> 		1
Tworzenie powiązań regionalnych <i>Creating regional links</i>	Współpraca z dostawcami, kooperantami <i>Cooperation with suppliers, cooperators</i>		1
Robotyzacja i automatyzacja procesów <i>Robotization and automation of processes</i>	Zakup robota przemysłowego <i>Purchase of an industrial robot</i>		1
Zielona energia <i>Green energy</i>	Inwestycja w odnawialne źródła energii <i>Investment in renewable energy sources</i>		1
Wielkość przedsiębiorstwa <i>Enterprise size</i>	Status mikro-, małego lub średniego przedsiębiorcy <i>Status of a micro, small- or medium-sized enterprise</i>		1
Klaster / Centrum nowoczesnych usług <i>Cluster / Centre for modern services</i>	Przynależność do Krajowego Klastra Kluczowego <i>Membership in the National Key Cluster</i>	Nie dotyczy <i>Not applicable</i>	1

Źródło: Opracowanie własne TPA Poland

Source: Own compilation by TPA Poland

Tabela 30. Kryteria jakościowe w obszarze zrównoważonego rozwoju społecznego

Zrównoważony rozwój społeczny – maksymalnie 5 pkt <i>Social sustainability – maximum 5 points</i>			Liczba punktów <i>Number of points</i>
	Projekty produkcyjne <i>Production projects</i>	Projekty usługowe <i>Service projects</i>	
Tworzenie wysokiej jakości miejsc pracy <i>Creating quality jobs</i>	Utworzenie wyspecjalizowanych miejsc pracy w celu prowadzenia działalności gospodarczej objętej nową inwestycją i oferowanie stabilnego zatrudnienia <i>Creation of specialized jobs to conduct business activities covered by the new investment and offering stable employment</i>	Utworzenie wysokopłatnych miejsc pracy i oferowanie stabilnego zatrudnienia <i>Creation of specialized jobs to conduct business activities covered by the new investment and offering stable employment</i>	1
Niski negatywny wpływ na środowisko <i>Low negative impact on the environment</i>	Prowadzenie działalności gospodarczej o niskim negatywnym wpływie na środowisko <i>Conducting economic activities with low negative impact on the environment</i>		1
Lokalizacja inwestycji <i>Location of the investment</i>	Zlokalizowanie inwestycji / <i>Location of the investment:</i> – w miastach średnich tracących funkcje społeczno-gospodarcze oraz w gminach graniczących z takimi miastami / <i>in medium-sized cities losing socio-economic functions and in municipalities bordering such cities,</i> – na obszarze powiatów lub miast, w których stopa bezrobocia wynosi co najmniej 160% przeciętnej stopy bezrobocia w kraju (z wyłączeniem miast – siedzib wojewody lub sejmiku województwa) / <i>in counties or cities where the unemployment rate is at least 160% of the average domestic unemployment rate (excluding cities – the seats of the provincial governor or provincial assembly)</i>		1
Wspieranie zdobywania wykształcenia <i>Supporting the acquisition of education</i>	Wspieranie pracowników w zdobywaniu wykształcenia i kwalifikacji zawodowych oraz współpraca ze szkołami branżowymi <i>Support employees in acquiring education and professional qualifications and cooperate with trade schools</i>		1
Opieka nad pracownikiem <i>Employee welfare</i>	Podejmowanie działań w zakresie opieki nad pracownikiem <i>Taking action for employee welfare</i>		1

Źródło: Opracowanie własne TPA Poland

Source: Own compilation by TPA Poland

Za spełnienie kryteriów jakościowych przez przedsiębiorcę realizującego nową inwestycję w danym sektorze uznaje się uzyskanie określonej liczby punktów (w zależności od lokalizacji, jak wskazano w tabeli poniżej), lecz nie mniej niż jeden punkt za każde z kryteriów:

Fulfilment of the qualitative criteria by an entrepreneur implementing a new investment in a given sector is recognized by receiving a certain number of points (depending on the location – as indicated in the table below), but not less than one point for each criterion:

Tabela 31. Minimalna wymagana liczba punktów za spełnienie kryteriów jakościowych

Intensywność pomocy publicznej (%) <i>State aid intensity (%)</i>	15–35	40	50
Minimalna wymagana liczba punktów <i>Minimum number of points required</i>	6	5	4

Źródło: Opracowanie własne TPA Poland

Tab. 31. Minimum number of points required for qualitative criteria

Source: Own compilation by TPA Poland

Koszty kwalifikowane

Kosztami kwalifikowalnymi nowej inwestycji są:

- koszty nabycia gruntu, koszty nabycia, rozbudowy lub modernizacji środków trwałych (np. maszyn), koszty nabycia wartości niematerialnych i prawnych (programy komputerowe, licencje, certyfikaty itp.). Aktywa nabywane przez przedsiębiorstwa inne niż MŚP muszą być nowe (przy czym kryterium nowości rozumiane jest w specyficzny sposób i może obejmować niektóre przypadki aktywów już używanych). W przypadku dużych przedsiębiorstw koszty wartości niematerialnych i prawnych są kwalifikowalne jedynie do wysokości 50% całkowitych kwalifikowalnych kosztów inwestycji początkowej, lub
- 2-letnie koszty pracy nowo zatrudnionych pracowników. Szacunkowe koszty płacy wynikające z utworzenia miejsc pracy w następstwie inwestycji początkowej, obliczone za okres dwóch lat. Koszty pracy nowo zatrudnionych pracowników obejmują koszty płacy brutto tych pracowników, powiększone o składki obowiązkowe, takie jak składki na ubezpieczenie społeczne, ponoszone przez przedsiębiorcę od dnia zatrudnienia tych pracowników. Potencjalnie możliwe jest rozpoznanie również dodatkowych składników wynagrodzenia jako kosztów kwalifikowanych inwestycji.

Decyzja o wsparciu zawiera obligatoryjnie termin zakończenia realizacji nowej inwestycji, po którego upływie koszty nowej inwestycji poniesione przez przedsiębiorcę nie mogą być uznane jako koszty kwalifikowane. Wyjątek dotyczy dwuletnich kosztów pracy, kosztów związanych z najmem lub dzierżawą gruntów, budynków i budowli oraz leasingu finansowego, które mogą być kwalifikowane również po terminie zakończenia inwestycji.

Wielkość wsparcia

Pomoc publiczna dostępna w ramach Polskiej Strefy Inwestycji ma formę zwolnienia od podatku dochodowego (kredytu podatkowego). Wysokość podatku, którego przedsiębiorstwo nie będzie musiało zapłacić, jest kalkulowana jako iloczyn nakładów inwestycyjnych stanowiących wydatki kwalifikowane oraz wynikającej z mapy pomocy regionalnej intensywności pomocy przewidzianej dla województwa, w którym realizowana jest inwestycja, z zastrzeżeniem tzw. dużych projektów.

Tabela 32. Bazowa intensywność dostępnej pomocy publicznej

Obszar / Area	Maks. intensywność / Max intensity
1. Województwa / provinces: lubelskie / podkarpackie / warmińsko-mazurskie / podlaskie	50%
2. Podregion siedlecki w województwie mazowieckim the Siedlce sub-region in the Mazovia province	

Eligible costs

The eligible costs of the new investment are:

- the cost of acquiring land, the cost of acquiring, expanding or upgrading fixed assets (e.g., machinery), the cost of acquiring intangible assets (computer software, licenses, certificates, etc.). Assets acquired by companies other than SMEs must be new (with the criterion of newness understood in a specific way and may include some cases of assets already in use). For large-sized enterprises, the costs of intangible assets are eligible only up to 50% of the total eligible costs of the initial investment, or
- 2-year labour costs of newly hired employees. Estimated wage costs resulting from the creation of jobs following the initial investment, calculated for a two-year period. Labour costs of newly hired employees include the gross wage costs of these employees, plus mandatory contributions, such as social security, incurred by the entrepreneur from the date of hiring these employees. Potentially, it is also possible to recognize additional wage components as eligible investment costs.

The aid decision obligatorily includes a deadline for completion of the new investment, after which the costs of the new investment incurred by the entrepreneur may not be considered eligible. An exception is made for two-year labour costs, costs related to the lease or rental of land, buildings and structures, and financial leases, which may also be eligible after the investment completion date.

Aid amount

The state aid available under the Polish Investment Zone takes the form of income tax exemption (tax credit). The amount of tax that a company will not have to pay is calculated as a product of the capital expenditures constituting eligible costs and the aid intensity provided for the province where an investment is implemented, resulting from the regional aid map, subject to so-called large projects.

Tab. 32. The base intensity of available state aid

Obszar / Area	Maks. intensywność / Max intensity
1. Województwa / provinces: kujawsko-pomorskie / lubuskie / łódzkie / małopolskie / opolskie / pomorskie / świętokrzyskie / zachodniopomorskie 2. Gminy w województwie mazowieckim <i>Municipalities/communes in the Mazowieckie province:</i> Dąbrówka / Dobrze / Jadów / Kałuszyn / Kołbiel / Latowicz / Mrozy / Osieck / Serock / Siennica / Sobienie-Jeziory / Strachówka / Tłuszcz	35%
1. Województwa / provinces: dolnośląskie / wielkopolskie / śląskie 2. Gminy w województwie mazowieckim <i>Municipalities/communes in the Mazowieckie province:</i> Baranów / Błonie / Góra Kalwaria / Grodzisk Mazowiecki / Jaktorów / Kampinos / Leoncin / Leszno / Nasielsk / Prażmów / Tarczyn / Zakroczym / Żabia Wola	25%
1. Podregion warszawski zachodni w województwie mazowieckim <i>Western Warsaw subregion in the Mazowieckie province</i> 2. Poznań i podregion poznański w województwie wielkopolskim <i>Poznań and the Poznań subregion in Wielkopolskie province</i> 3. Wrocław w województwie dolnośląskim <i>Wrocław in the Dolnośląskie province</i>	20%

Źródło: Opracowanie własne TPA Poland

Source: Own compilation by TPA Poland

Bazowa intensywność pomocy może być zwiększona o:

- 20 p. p. w przypadku pomocy udzielanej mikro- lub małemu przedsiębiorcy,
- 10 p. p. w przypadku pomocy udzielanej średniemu przedsiębiorcy,
- 10 p. p. w przypadku obszarów wybranych do objęcia wsparciem z Funduszu na rzecz Sprawiedliwej Transformacji (FST) w ramach terytorialnego planu sprawiedliwej transformacji, o którym mowa w art. 11 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/1056 z 24 czerwca 2021 r. ustanawiającego Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji.

Wynikająca z mapy pomocy regionalnej maksymalna intensywność wsparcia ma bezpośrednie zastosowanie wyłącznie dla projektów o całkowitej wartości kosztów kwalifikowalnych do 55 mln EUR łącznie.

Inwestycja początkowa, której koszty kwalifikowalne przekraczają 55 mln EUR, stanowi tzw. duży projekt inwestycyjny. W przypadku ubiegania się o regionalną pomoc inwestycyjną – np. w postaci wsparcia w Polskiej Strefie Inwestycji – na realizację takiego dużego projektu inwestycyjnego, zmianie ulegają warunki wyliczania maksymalnej wartości możliwego do uzyskania wsparcia – zastosowanie ma tzw. dostosowana kwota pomocy (maksymalna dopuszczalna kwota pomocy na duże projekty inwestycyjne). Sposób ustalenia tzw. dostosowanej kwoty pomocy zależy od tego, czy projekt podlega procedurze zatwierdzenia przez Komisję Europejską (notyfikacji).

The base aid intensity can be increased by:

- 1. 20 p. p. in the case of aid provided to a micro or small-sized enterprise,
- 2. 10 p. p. in the case of aid provided to a medium-sized enterprise,
- 10 p. p. for areas selected for aid from the Just Transformation Fund (FST) under the Territorial Just Transition Plan referred to in Art. 11 of Regulation (EU) 2021/1056 of the European Parliament and of the Council of 24 June 2021 establishing the Just Transition Fund.

The maximum aid intensity resulting from the regional aid map is directly applicable only to projects with total eligible costs up to and including EUR 55 million.

An initial investment with eligible costs exceeding EUR 55 million constitutes a so-called large investment project. In the case of applying for regional investment aid – e.g., in the form of aid within the Polish Investment Zone – for the implementation of such a large investment project, the conditions for calculating the maximum value of aid possible are changed – the so-called adjusted aid amount (the maximum allowable aid amount for large investment projects) applies. The method of determining the so-called adjusted aid amount depends on whether the project is subject to the European Commission approval (notification) procedure.

W przypadku, gdy projekt nie podlega notyfikacji do Komisji Europejskiej, tj. koszty kwalifikowane projektu nie przekraczają 110 mln PLN, wysokość wsparcia obliczana jest według następującego wzoru:

$$\text{Dostosowana kwota pomocy} = R \times (A + 0,50 \times B + 0 \times C)$$

gdzie:

R – maksymalna intensywność pomocy obowiązująca na danym obszarze, z wyłączeniem zwiększonej intensywności pomocy dla MŚP,

A – część kosztów kwalifikowalnych wynosząca 55 mln EUR

B – część kosztów kwalifikowalnych między 55 mln EUR a 110 mln EUR

C – część kosztów kwalifikowalnych powyżej 110 mln EUR

W przypadku ubiegania się o wsparcie dla projektu, którego koszty kwalifikowane przekraczają 100 mln EUR, czyli pomoc musi zostać zatwierdzona przez Komisję Europejską w procedurze notyfikacji tej pomocy, wysokość pomocy obliczana jest zgodnie z wzorem:

$$\text{Dostosowana kwota pomocy} = R \times (A + 0,50 \times B + 0,34 \times C)$$

gdzie:

R – maksymalna intensywność pomocy obowiązująca na danym obszarze, z wyłączeniem zwiększonej intensywności pomocy dla MŚP

A – część kosztów kwalifikowalnych wynosząca 55 mln EUR

B – część kosztów kwalifikowalnych między 55 mln EUR a 110 mln EUR

C – część kosztów kwalifikowalnych powyżej 110 mln EUR

W przypadku przedsiębiorców realizujących równolegle wiele projektów w tej samej lokalizacji istotne jest również ustalenie, czy nie stanowią one łącznie tzw. jednostkowego projektu inwestycyjnego.

Za część jednostkowego projektu inwestycyjnego uznaje się inwestycję początkową, która spełnia łącznie trzy warunki:

- jest związana z taką samą lub podobną działalnością (co oznacza działalność w tej samej klasie (czterocyfrowy kod numeryczny) statystycznej klasyfikacji działalności gospodarczej (NACE),
- rozpoczął ją ten sam beneficjent (na poziomie grupy),
- zaczęła się w okresie 3 lat od daty rozpoczęcia prac nad inną inwestycją objętą pomocą w tym samym regionie na poziomie 3. wspólnej klasyfikacji jednostek terytorialnych do celów statystycznych (w tym samym regionie NUTS 3 – 73 podregiony, które swoimi granicami odpowiadają grupom sąsiadujących z sobą powiatów).

Powyższe oznacza, że w przypadku realizacji w krótkich odstępach czasu kilku inwestycji, dla których otrzymano i/lub planuje się wnioskowanie o wsparcie w formie regionalnej pomocy inwestycyjnej, konieczne może być zsumowanie ich wartości i, w przypadku przekroczenia (odpowiednio) progów 55 mln EUR i 110 mln EUR wyliczenie dostosowanej kwoty pomocy oraz, w przypadku ubiegania się o wsparcie

If the project is not subject to notification to the European Commission, i.e., the eligible costs of the project do not exceed PLN 110 million, the amount of support is calculated according to the following formula:

$$\text{Adjusted aid amount} = R \times (A + 0.50 \times B + 0 \times C)$$

Where:

R – maximum aid intensity applicable in the area, excluding increased aid intensity for SMEs,

A – the portion of eligible costs amounting to EUR 55 million,

B – the portion of eligible costs between EUR 55 million and EUR 110 million,

C – the portion of eligible costs above EUR 110 million.

When applying for aid for a project the eligible costs of which exceed EUR 100 million, that is, the aid must be approved by the European Commission in the procedure for notification of this aid, and the amount of aid is calculated according to the formula:

$$\text{Adjusted aid amount} = R \times (A + 0.50 \times B + 0.34 \times C)$$

Where:

R – maximum aid intensity applicable in the area, excluding increased aid intensity for SMEs,

A – the portion of eligible costs amounting to EUR 55 million,

B – the portion of eligible costs between EUR 55 million and EUR 110 million,

C – the portion of eligible costs above EUR 110 million.

In the case of entrepreneurs implementing multiple projects in parallel at the same location, it is also important to determine whether they do not collectively constitute a so-called 'single investment project'.

An initial investment that meets a total of three conditions is considered part of a single investment project:

- is related to the same or similar activities (meaning activities in the same class (four-digit numerical code) of the statistical classification of economic activities (NACE),
- was started by the same beneficiary (at the group level),
- began within 3 years from the date of commencement of work on another aided investment in the same region at level 3 of the common classification of territorial units for statistical purposes (in the same NUTS 3 region (73 sub-regions, the borders of which correspond to groups of adjacent districts).

The above means that in the case of implementation of several investments at short intervals, for which support in the form of regional investment aid has been received and/or is planned to be applied for, it may be necessary to add their values and, in the case of exceeding (respectively) the thresholds of EUR 55 million and EUR 110 million, to calculate the adjusted aid amount and, in the case of

dla kosztów kwalifikowanych przekraczających 110 mln EUR – zgłoszenie jej do Komisji Europejskiej do zatwierdzenia w procedurze notyfikacji.

Zakres zwolnienia podatkowego

W oparciu o decyzję o wsparciu w Polskiej Strefie Inwestycji przedsiębiorca (podatnik) może korzystać ze zwolnienia od podatku dochodu generowanego w ramach nowej inwestycji. Kwestią budzącą wątpliwości jest ustalenie, czy zwolnieniu od podatku dochodowego podlega:

- dochód z całego zakładu, znajdującego się na terenie wskazanym w decyzji o wsparciu, w ramach przedmiotu działalności ujętego w tej decyzji, czy
- dochód wygenerowany jedynie w ramach projektu inwestycyjnego, stanowiącego podstawę do uzyskania decyzji o wsparciu.

W świetle orzecznictwa sądów administracyjnych aktualnie dominuje podejście pierwsze, tj. zwolnienie dochodu z całego zakładu. Natomiast w Interpretacji Ogólnej MFiIR z 25 października 2019 r. nr DD5.8201.10.2019 wskazano, że w tym zakresie konieczne jest zweryfikowanie powiązań między nową inwestycją a dotychczasową działalnością prowadzoną w zakładzie i m.in. w zależności od występowania tych powiązań określa się zakres zwolnienia.

Kumulacja z innymi formami wsparcia

Wsparcie udzielane na podstawie decyzji o wsparciu w Polskiej Strefie Inwestycji może podlegać kumulacji z innymi instrumentami wsparcia, zgodnie z zasadami szczególnymi.

Zgodnie z ogólną zasadą, którą można wyprowadzić z treści Rozporządzenia GBER, pomoc publiczna udzielana z kilku źródeł powinna dotyczyć różnych, możliwych do wyodrębnienia kosztów kwalifikowalnych. Oznacza to, że nie powinno dojść do sytuacji, gdy realizacja jednego przedsięwzięcia jest nadmiernie dofinansowana w oparciu o te same wydatki.

Punkt (25) preambuły oraz art. 7, art. 8 i art. 25 Rozporządzenia GBER wskazują na następujące ogólne zasady kumulacji pomocy publicznej:

- Pomoc wyłączonej z obowiązku notyfikacji na mocy Rozporządzenia GBER (jak również wszelką inną pomoc zgodną z rynkiem wewnętrznym wyłączonej na mocy innego rozporządzenia lub zatwierdzonej przez Komisję), w której przypadku można wyodrębnić koszty kwalifikowalne, można kumulować z wszelką inną pomocą państwa pod warunkiem, że takie środki pomocy dotyczą różnych, możliwych do wyodrębnienia kosztów kwalifikowalnych.
- W przypadku, gdy różne źródła pomocy dotyczą tych samych, pokrywających się częściowo lub w całości, możliwych do wyodrębnienia kosztów kwalifikowalnych, kumulacja jest dopuszczalna do wysokości najwyższego poziomu intensywności pomocy lub kwoty pomocy

applying for aid for eligible costs exceeding EUR 110 million, to submit a notification to the European Commission for approval under the notification procedure.

Tax exemption scope

Based on the decision on aid within the Polish Investment Zone, an entrepreneur (taxpayer) may benefit from a tax exemption on income generated from a new investment. The question that raises doubts is whether the income tax exemption applies to:

- income from the entire plant, located in the area indicated in the decision on aid, within the subject matter of activity included in the decision, or
- income generated only as part of the investment project forming the basis for the decision on aid.

In the light of the jurisprudence of the administrative courts, the first approach, i.e., the exemption of income from the entire plant, currently prevails. On the other hand, the MFiIR (Ministry of Finances, Investments and Development) General Interpretation of 25 October 2019 No. DD5.8201.10.2019 indicates that it is necessary in this regard to verify the relationships between the new investment and the existing activities conducted at the plant and, among other things. The scope of exemption is determined depending on the presence of such relationships.

Accumulation with other forms of aid

Aid provided under the decision on aid within the Polish Investment Zone may accumulate with other aid instruments, in accordance with special rules.

According to the general principle that can be construed from the wording of the GBER Regulation, state aid provided from several sources should relate to different, separately identifiable eligible costs. This means that there should be no situation where the implementation of a single project is excessively subsidized based on the same expenses.

Paragraph (25) of the preamble, as well as Art. 7, 8, and 25 of the GBER Regulation, indicate the following general rules for cumulation of state aid:

- Aid exempted from notification under the GBER (as well as any other aid compatible with the internal market exempted under another regulation or approved by the Commission), for which the eligible costs can be isolated, can be cumulated with any other state aid, provided that such aid measures relate to different identifiable eligible costs.
- Where different sources of aid relate to the same partially or fully overlapping, separately identifiable eligible costs, cumulation is allowed up to the highest aid intensity level or aid amount applicable to that aid under the GBER.

mającej zastosowanie w odniesieniu do tejże pomocy na mocy Rozporządzenia GBER.

Konsekwentnie, zgodnie z ogólną zasadą łączenia pomocy publicznej, dozwolone jest kumulowanie różnych form pomocy publicznej pod warunkiem, że udzielone różne formy pomocy publicznej dotyczą różnych kosztów kwalifikowanych.

Natomiast wśród ogólnych zasad kumulowania pomocy publicznej dotyczącej tych samych wydatków (kosztów kwalifikowanych) wymieniać można następujące zasady:

- w przypadku łączenia dwóch środków pomocowych będących regionalną pomocą inwestycyjną, skumulowana intensywność pomocy publicznej nie może przekroczyć maksymalnej intensywności regionalnej pomocy inwestycyjnej obowiązującej w danym regionie,
- jeżeli regionalna pomoc inwestycyjna łączona jest z pomocą de minimis odnośnie do tych samych wydatków kwalifikowanych, to skumulowana wysokość pomocy nie może przekroczyć maksymalnej intensywności regionalnej pomocy inwestycyjnej obowiązującej w danym regionie,
- jeżeli kumulowane są dwa środki pomocowe, z których jeden stanowi regionalną pomoc inwestycyjną, a drugi stanowi pomoc na inny cel, to skumulowana intensywność pomocy publicznej nie może przekroczyć tego pułapu, który jest korzystniejszy dla przedsiębiorcy.

Z powyższego wynika, iż przedsiębiorca ma prawo do kumulacji pomocy publicznej przyznanej na to samo przedsięwzięcie, o ile nie przekroczy ona wyznaczonych limitów maksymalnej intensywności pomocy. Oznacza to, że zasady kumulacji pomocy publicznej należy rozpatrywać w kontekście przedmiotowym, a nie podmiotowym (z punktu widzenia tego samego przedsiębiorcy).

Ponieważ zwolnienie od podatku dochodowego w Polskiej Strefie Inwestycji stanowi pomoc regionalną przyznaną w wysokości opartej na maksymalnej dostępnej intensywności pomocy (zgodnie z opisanymi powyżej zasadami określonymi w Rozporządzeniu GBER), zasadniczo każde dodatkowe wsparcie przyznane w oparciu o te same koszty kwalifikowane powinno podlegać kumulacji z innymi uzyskanymi formami pomocy. Należy przy tym każdorazowo weryfikować, czy w odniesieniu do pozostałych form wsparcia nie przewidziano dodatkowych ograniczeń (np. w treści szczegółowych programów określających zasady działania danego instrumentu). Przykładowo, w przypadku uzyskania przez przedsiębiorcę zwolnienia od podatku dochodowego w Polskiej Strefie Inwestycji (które udzielane jest do maksymalnej intensywności pomocy publicznej w danym regionie) oraz grantu rządowego przyznanego przedsiębiorcom na podstawie Programu wspierania inwestycji o istotnym znaczeniu dla gospodarki polskiej na lata 2011–2030, chcąc skorzystać z całej kwoty przyznanego grantu, inwestor może odpowiednio pomniejszyć maksymalny limit dostępnego zwolnienia podatkowego o wysokość uzyskanego grantu, tak aby łączna kwota uzyskanego wsparcia nie

Consequently, in accordance with the general principle of combining state aid, the cumulation of different forms of state aid is allowed, provided that the different forms of state aid granted relate to different eligible costs.

On the other hand, the general rules for the accumulation of state aid for the same expenses (eligible costs) include:

- in the case of cumulating two aid measures that constitute regional investment aid, the cumulative intensity of state aid may not exceed the maximum intensity of regional investment aid applicable in the region,
- if regional investment aid is combined with de minimis aid relative to the same eligible costs, the cumulative amount of aid may not exceed the maximum intensity of regional investment aid applicable in the region,
- if two aid measures are cumulated, one of which is regional investment aid and the other is aid for another purpose, the cumulative intensity of state aid may not exceed the ceiling that is more favourable to the entrepreneur.

It follows from the above that an entrepreneur has the right to cumulate state aid granted for the same project, as long as it does not exceed the set limits for maximum aid intensity. This means that the principles of cumulation of state aid should be considered in the subject matter context, and not in the subject matter context (from the point of view of the same entrepreneur).

Since the income tax exemption within the Polish Investment Zone constitutes regional aid granted in an amount based on the maximum available aid intensity (in accordance with the rules described above in the GBER Regulation), essentially any additional aid granted on the basis of the same eligible costs should be cumulated with other forms of aid obtained. In doing so, each case should involve a verification whether additional restrictions (e.g., in the content of specific programs defining the rules of operation of a given instrument) are not provided for with respect to other forms of aid. For example, if an entrepreneur obtains an income tax exemption in the Polish Investment Zone (which is granted up to the maximum intensity of state aid in a given region) and a government grant awarded to entrepreneurs on the basis of the Program for supporting investments of significant importance to the Polish economy for 2011–2030, wishing to employ the entire amount of the grant awarded, the investor may appropriately reduce the maximum limit of the available tax exemption by the amount of the grant obtained, so that the total amount of support obtained does not exceed the maximum limit of aid for investment in a given region.

przekroczyła maksymalnego limitu pomocy dla inwestycji w danym regionie.

Podatnik korzystający ze zwolnienia od podatku dochodowego na podstawie decyzji o wsparciu w Polskiej Strefie Inwestycji może korzystać, na określonych zasadach, z innych ulg podatkowych.

Przykładowo: podatnikowi, który w roku podatkowym korzysta z takiego zwolnienia, przysługuje prawo do odliczenia kosztów kwalifikowanych w ramach ulgi badawczo-rozwojowej, jakkolwiek w odniesieniu do kosztów kwalifikowanych, które nie są przez podatnika uwzględniane w kalkulacji dochodu zwolnionego od podatku.

Ustawodawca podatkowy dopuszcza łączenie zwolnienia podatkowego na podstawie decyzji o wsparciu w Polskiej Strefie Inwestycji z ulgą pozwalającą na rozliczenie dochodów z kwalifikowanych praw własności intelektualnej z zastosowaniem stawki 5% – IP Box. Podatnik samodzielnie decyduje o objęciu dochodu z prawa własności intelektualnej zwolnieniem na podstawie decyzji o wsparciu. W takim przypadku podatnik może dokonać wyliczenia pomocy publicznej przysługującej w ramach decyzji o wsparciu z zastosowaniem obniżonej stawki podatku w wysokości 5% w odniesieniu do dochodów objętych IP Box. Zastosowanie niższej stawki jest równoznaczne z obniżeniem wartości pomocy publicznej i może pozwolić na całkowite zwolnienie dochodów przez cały okres obowiązywania decyzji (gdzie wyliczanie pomocy, tj. niezapłaconego podatku, przy zastosowaniu stawek podstawowych mogłoby spowodować skonsumowanie jej w całości jeszcze przed końcem obowiązywania decyzji o wsparciu i konieczność opodatkowania uzyskanych po tym momencie dochodów).

Dodatkowe obowiązki po otrzymaniu decyzji o wsparciu

Podmioty korzystające ze wsparcia na podstawie decyzji o wsparciu w Polskiej Strefie Inwestycji podlegają dodatkowym obowiązkom lub obostrzeniom.

W szczególności na podmiotach takich ciąży obowiązek utrzymania inwestycji (działalności) oraz aktywów nabytych/wytworzonych w ramach inwestycji przez 3 lata (MŚP) lub 5 lat (przedsiębiorstwa inne niż MŚP). Może to ograniczać na przykład decyzje organów lub właścicieli przedsiębiorstw korzystających ze zwolnienia od podatku dochodowego w Polskiej Strefie Inwestycji odnośnie do własności aktywów wchodzących w skład wspieranej inwestycji (z zastrzeżeniem wyboru alternatywnych rozwiązań).

A taxpayer benefiting from an income tax exemption under a decision on support within the Polish Investment Zone may enjoy, under certain conditions, other tax benefits.

For example, a taxpayer who enjoys such an exemption in a tax year is entitled to deduct eligible costs under the research and development credit, albeit with respect to eligible costs that are not included by the taxpayer in the calculation of tax-exempt income.

The tax legislator allows combining the tax exemption on the basis of an aid decision within the Polish Investment Zone with an allowance enabling income from eligible intellectual property rights to be recognized at a rate of 5% – the IP Box. The taxpayer independently decides whether to include income from intellectual property rights in the exemption on the basis of the aid decision. In such a case, the taxpayer may make a calculation of the state aid available under the aid decision using a reduced tax rate of 5% for income covered by the IP Box. The application of the lower rate is equivalent to a reduction in the value of the state aid and may allow the income to be fully exempted for the entire validity of the decision (if the calculation of the aid, i.e., unpaid tax, using the basic tax rates could cause it to be consumed in its entirety even before the expiry of the aid decision and the need to tax the income earned after that point).

Additional responsibilities after obtaining an aid decision

Entities receiving aid under the Polish Investment Zone decision on aid are subject to additional obligations or restrictions.

In particular, such entities are required to maintain the investment (activity) and assets acquired/generated under the investment for 3 years (SMEs) or 5 years (non-SMEs). This may limit, for example, the decisions of the authorities or owners of enterprises benefiting from the Polish Investment Zone income tax exemption regarding the ownership of assets included in the supported investment (subject to the choice of alternatives).



Wydarzenia sektora energetyki wiatrowej w Polsce

**Wind power 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 6-7 marca 2024 r., Sopot

Polskie realia funkcjonowania operatorów farm wiatrowych są bardzo zmienne, przez co nieustannie dostarczają nowych wątków i tematów do dyskusji.

VII Forum Operatorów Farm Wiatrowych to miejsce kształtowania się rzeczywistości i wyznaczania trendów w bliższej i dalszej perspektywie. Wyjątkowy program tego wydarzenia tworzą czołowe dla branży autorytety i eksperci, którzy biorą pod uwagę obecną sytuację ekonomiczno-polityczną, aby mówić o najbardziej aktualnych wyzwaniach, przed którymi stoi cały sektor. 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. Podczas tegorocznego FOFW omawiane były tematy związane z eksploatacją i utrzymaniem farm wiatrowych, odbyły się specjalistyczne warsztaty poświęcone zagadnieniom obsługi i utrzymania lądowych farm wiatrowych zarówno w obszarze komercyjnym, jak i technicznym.

W tegorocznej edycji udział wzięło ponad 300 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/

KONFERENCJA RE-SOURCE POLAND 24-25 kwietnia 2024 r., w MCK w Katowicach

Umowy cPPA na zakup zielonej energii zawierane między odbiorcami a wytwórcami energii z OZE z roku na rok zyskują na popularności, a liczba podpisanych kontraktów systematycznie rośnie. Dane za 2023 r. pokazują, że w Europie doszło do przekroczenia magicznej granicy 10 GW mocy zainstalowanej źródeł OZE w zawartych umowach cPPA. Stanowi to 40% wzrostu w stosunku do 2022 r. Coroczna Konferencja

The annual events of the Polish Wind Energy Association are attracting more and more interest, reflecting the growing role of the wind energy industry in implementing the country's inevitable energy transition and the need to remodel the current energy policy. Conferences allow the most important topics to be raised on the forum, providing an opportunity to develop common solutions beneficial to wind energy 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 6-7, 2024, Sopot

The Polish reality of wind farm operators is highly variable, thus constantly providing new threads and topics for discussion.

The VII Wind Farm Operators Forum is the place where reality is shaped and trends are set in the near and long term. The unique agenda of this event is developed by the industry's leading authorities and experts, who take into account the current economic and political situation to talk about the most current challenges facing the entire sector. The agenda is based on the most current topics related to the energy market in the context of maintaining and operating wind farms. WFOF does not overlook current trends determining the prospects of wind energy development, i.e., *cable pooling*, as well as innovations yet to appear on the Polish market. During this year's WFOF, topics related to the operation and maintenance of wind farms were discussed, and specialized workshops were held on the issues of operation and maintenance of onshore wind farms in both commercial and technical areas.

This year's edition was attended by more than 300 people, representing more than 90% of the installed wind power capacity. The event is a great opportunity to discuss updates on the changing technical and legal environment, add to the new current threads, and make valuable business contacts in the wind industry.

Details of the event are available at www.wfof.eu/pl/

RE-SOURCE POLAND CONFERENCE 24-25 April 2024, ICC in Katowice

The cPPAs for the purchase of green energy, concluded between consumers and RES power generators, are gaining in popularity every year and the number of signed agreements is steadily increasing. Figures for 2023 show that Europe has surpassed the magic limit of 10 GW of installed capacity of RES sources under concluded cPPAs. This represents a 40% increase compared to 2022. The annual RE-Source Poland

RE-Source Poland przybliży otoczenie regulacyjne i biznesowe, które sprzyja przechodzeniu na „zieloną energię” przedsiębiorstw, m.in. w formie umów cPPA. Jak co roku uczestnicy konferencji mogą liczyć na dużą dawkę merytorycznej wiedzy w zakresie umów na zakup zielonej energii (corporate power purchase agreement) oraz polskiego sektora OZE prezentowanej w formie eksperckich paneli oraz praktycznych warsztatów. W tym roku poszerzamy formułę konferencji i możecie spodziewać się tematów związanych m.in. z ESG, linią bezpośrednią, zazielenianiem łańcucha dostaw, prawem UE, finansowaniem projektów OZE, dekarbonizacją przemysłu, gospodarką obiegu zamkniętego oraz wieloma innymi. Kolejną nowością będą warsztaty dedykowane samorządom, pokazujące, jak JST mogą zawierać umowy cPPA.

Szczegóły wydarzenia dostępne na:
www.konferencjaresource.pl

KONFERENCJA PSEW 4-6 czerwca 2024 r., Świnoujście

19. Konferencja PSEW to co roku największe wydarzenie branży wiatrowej w Europie Środkowo-Wschodniej. W tym roku wydarzenie po raz pierwszy zagości na Pomorzu Zachodnim, w Świnoujściu – jednym z kluczowych miejsc na energetycznej mapie Polski, które na naszych oczach staje się centrum rozwoju energetyki wiatrowej.

Od lat jest to miejsce kształtowania kluczowych opinii w sektorze odnawialnych źródeł energii i dyskusji na temat zielonego miksu energetycznego w naszym kraju w gronie liderów branży.

W Konferencji PSEW2024 jak co roku wezmą udział kluczowi politycy, administracja samorządowa i decydenci mający realny wpływ na rozwój tego sektora w naszym kraju. Do Świnoujścia przybędą także przedstawiciele firm z Polski i całej Europy, między innymi deweloperzy, inwestorzy, producenci podzespołów czy przedstawiciele sektora dystrybucji energii. W tym roku porozmawiamy o perspektywach i szansach, jakie daje Polsce odblokowanie wiatru na lądzie oraz o wyzwaniach, jakie stoją przed branżą w kontekście *offshoru*. Nie zabraknie tematu przyspieszenia procedur, repoweringu, kosztów transformacji, rosnących rachunków za prąd, magazynowania energii czy pracy polskich sieci elektroenergetycznych.

Szczegóły wydarzenia dostępne na:
www.konferencjapsew.pl

OFFSHORE WIND POLAND CONFERENCE listopad 2024 r.

Polska może i powinna być liderem rozwoju *offshore wind* na Bałtyku, bo to właśnie morska energetyka wiatrowa będzie mieć ogromny wpływ na bezpieczeństwo energetyczne kraju. W tym roku podczas Konferencji Offshore Wind Poland 2024 będziemy rozmawiać o tym, co jest potrzebne, aby w jak największym stopniu wykorzystać potencjał Polski,

Conference takes a closer look at the regulatory and business environment that fosters the transition to 'green energy' for companies, including in the form of cPPAs. As every year, conference participants can count on a large dose of substantive knowledge on corporate power purchase agreements (cPPAs) and the Polish RES sector presented in the form of expert panels and practical workshops. This year we are expanding the conference formula and guests can expect topics related to ESG, direct line, supply chain greening, EU law, financing of RES projects, decarbonization of the industry, closed loop economy and many others. Another new feature will be a workshop dedicated to local governments showing how LGUs can enter into cPPAs.

Event details available at:
www.konferencjaresource.pl

PWEA CONFERENCE 4-6 June 2024, Świnoujście

The 19th PWEA Conference is the largest annual wind industry event in Central and Eastern Europe. This year the event will be hosted for the first time in Świnoujście, a city in the Zachodniopomorskie province – one of the key places on the energy map of Poland, which is becoming a centre of wind power development before our eyes.

For years, it has been the venue for forming key opinions associated with the renewable energy sector and discussing our country's green energy mix among industry leaders.

As every year, the PWEA2024 Conference will be attended by key politicians, local government administration and decision-makers with real influence on the development of the sector in our country. The representatives of companies from Poland and across Europe will also be coming to Świnoujście. They include developers, investors, component manufacturers or representatives of the energy distribution sector. This year we will be talking about the prospects and opportunities for Poland to unlock onshore wind and the challenges the industry faces in the context of offshore. There will be no shortage of topics on speeding up procedures, repowering, transition costs, rising electricity bills, energy storage or the operation of Polish power grids.

Event details available at:
www.konferencjapsew.pl

OFFSHORE WIND POLAND CONFERENCE November 2024

Poland can and should be a leader in the development of offshore wind in the Baltic Sea, because it is offshore wind energy that will have a huge impact on the country's energy security. This year at the Offshore Wind Poland 2024 Conference, we will discuss what is needed to make the most of Poland's potential, both in the context of energy production

zarówno w kontekście produkcji energii, jak i produkcji przemysłowej – dostarczenie odpowiedniej ilości komponentów niezbędnych do rozwoju projektów *offshore*, a także w obszarze usługowym rodzimych przedsiębiorstw.

Offshore Wind Poland to wyjątkowe spotkanie, w którym udział wezmą kluczowi gracze z sektora morskiej energetyki wiatrowej. Podczas wydarzenia spotkają się inwestorzy, wykonawcy, usługodawcy, stowarzyszenia branżowe i politycy podejmujący decyzje dotyczące rozwoju morskich farm wiatrowych. Dzięki współpracy administracji i biznesu Polska może stać się liderem *offshore* na Bałtyku oraz eksporterem taniej i czystej energii. Rejestracja na wydarzenia jest już otwarta. 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

and industrial production – providing the right amount of components necessary for the development of offshore projects, as well as in the service area of domestic companies.

Offshore Wind Poland is a unique meeting that will be participated by key players in the offshore wind energy sector. The event will bring together investors, contractors, service providers, industry associations and politicians who make decisions on offshore wind farm development. Owing to cooperation between government and business, Poland can become an offshore leader in the Baltic Sea and an exporter of cheap and clean energy. Registration for the event is now open. Conference participants have access to a B2B platform to establish business-to-business relationships across the offshore wind energy supply chain.

Details of the last event available at:
www.konferencja-offshore.pl



Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej

Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej (PSEW) jest organizacją pozarządową działającą od 1999 r., założoną przez grupę osób zainteresowanych wdrażaniem technologii wiatrowych na terenie Polski. Nadrzędnym celem Stowarzyszenia jest praca na rzecz poprawy istniejących i tworzenia nowych zapisów prawnych oraz zwiększenia świadomości społecznej w zakresie energetyki wiatrowej, tak aby umożliwić jej dynamiczny rozwój w Polsce.

Celem PSEW jest również podejmowanie inicjatyw mających na celu zwalczanie barier rozwoju energetyki wiatrowej. Stowarzyszenie skupia czołowe firmy działające na rynku energetyki wiatrowej w Polsce: inwestorów, deweloperów, producentów turbin i podzespołów do elektrowni, zarówno z Polski, jak i z zagranicy.

Firmy należące do PSEW zyskują między innymi dostęp do aktualnej wiedzy na temat rynku, polityki i prawa regulującego funkcjonowanie sektora energetyki wiatrowej, bezpośredni kontakt i możliwość współpracy z innymi członkami stowarzyszenia, ekspozycję marki na kanałach komunikacyjnych PSEW, a także preferencyjne koszty uczestnictwa w wydarzeniach organizowanych przez PSEW oraz rabat przy zakupie raportów, opracowań, studiów przygotowywanych przez PSEW.

W ramach PSEW funkcjonują grupy robocze, w których mogą brać udział członkowie Stowarzyszenia, w tym Grupa ds. morskiej energetyki wiatrowej (*offshore*), Grupa ds. regulacji w morskiej energetyce wiatrowej, Grupa ds. permitingu *offshore*, Grupa ds. portów, Grupa ds. O&M i Podgrupa ds. UDT, Grupa analityczna, Grupa ds. regulacji *onshore*, Grupa ds. sieciowych *onshore*, Grupa 10H, Grupa ds. bilansowania/Rynku Energii, Grupa ds. corporate PPAs.

www.psew.pl

Polish Wind Energy Association

The Polish Wind Energy Association (PSEW) is a non-governmental organization established in 1999 by a group of persons interested in the development of wind energy technologies in Poland. The primary goal of the Association is to work towards improving existing and creating new legal regulations and increasing public awareness of wind energy in order to enable its dynamic development in Poland.

The PSEW's objective is also to undertake initiatives aimed at counteracting barriers to wind energy development. The Association brings together leading companies operating in the wind energy market in Poland: investors, developers, turbine and power plant component manufacturers, both from Poland and abroad.

The PSEW's member companies enjoy, among other things, access to up-to-date knowledge of the market, policy and laws regulating the wind energy sector, direct contact and cooperation opportunities with other Association Members, brand exposure in PSEW communication channels as well as preferential participation costs in the PSEW events and a discount for the purchase of reports, studies and research prepared by the PSEW.

The PSEW has working groups that members of the Association may participate in, including the Offshore Wind Energy Group, Offshore Regulation Group, Offshore Permitting Group, Ports Group, O&M Group and UDT Subgroup, Study Group, Onshore Regulation Group, Onshore Grid Group, 10H Group, Balancing/Market Energy Group, Corporate PPAs Group.

Prezes Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej, związany z branżą wiatrową od 2008 r. Wcześniej był dyrektorem Stowarzyszenia. Janusz Gajowiecki jest ekspertem w zakresie integracji sieci elektroenergetycznych i systemów wsparcia. Reprezentant branży energetyki wiatrowej w licznych konsultacjach, grupach roboczych i rozmowach z innymi uczestnikami rynku energii w Polsce i EU. Ukończył wyższą uczelnię CBS w Kopenhadze – ze stopniem Master of Science – specjalizacja stosunki międzynarodowe.



**JANUSZ
GAJOWIECKI**

President of the Polish Wind Energy Association. 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.

Dyrektor ds. regulacji w PSEW zajmujący się kwestiami regulacyjnymi związanymi z promowaniem rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce. Wcześniej wieloletni pracownik administracji rządowej, gdzie począwszy od 2008 r. najpierw w Ministerstwie Gospodarki, a następnie w Ministerstwie Energii, zajmował się zagadnieniami związanymi z rozwojem odnawialnych źródeł energii, w tym mechanizmami wsparcia, a także energetyką rozproszoną, prosumencką. Od 2019 r. jako dyrektor w Ministerstwie Energii 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 w PSEW. Związana z branżą energetyczną od 14 lat. Doktor ekonomii, autorka publikacji naukowych z zakresu energetyki, w tym przede wszystkim odnawialnych źródeł energii z naciskiem na morską energetykę wiatrową. Pracownik Katedry Logistyki Uniwersytetu Szczecińskiego oraz członek zespołu Centrum Zarządzania w Energetyce. Członek Rady Naukowej ds. Morskiej Energetyki Wiatrowej Politechniki Morskiej w Szczecinie.



**OLIWIA
MRÓZ-MALIK**

Offshore wind energy and development manager at the PWEA. Associated with the energy industry for 14 years. PhD at the Faculty of Economics. Author of scientific publications on energy, including renewable energy sources with focus on offshore wind energy. 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.

Specjalistka ds. regulacji *onshore* w Polskim Stowarzyszeniu Energetyki Wiatrowej. W swojej praktyce koncentruje się na otoczeniu prawnym sektora odnawialnych źródeł energii, szczególnie w zakresie lądowej energetyki wiatrowej. Magister prawa specjalizująca się w zagadnieniach związanych z prawem energetycznym. Współautorka artykułów i opracowań naukowych. Dziennikarka ekonomiczna zajmująca się rynkiem energii i ochrony środowiska. Wspiera działania wizerunkowe sektora OZE oraz uczestniczy w ekologicznych projektach edukacyjnych.



**WERONIKA
KUPCZYK**

Onshore regulation specialist at the Polish Wind Energy Association. In her practice, she focuses on the legal environment of the renewable energy sector, particular in the field of onshore wind energy. Master of Laws specializing in issues related to energy law. Co-author of articles and scientific studies. Economic journalist, dealing with the energy and environmental protection markets. She supports the image-building activities of the renewable energy sector and participates in ecological educational projects.

Młodszy specjalista ds. morskiej energetyki wiatrowej w PSEW. Od blisko dwóch lat zdobywa doświadczenie w branży energetyki wiatrowej, szczególnie morskiej. Absolwentka Logistyki na Uniwersytecie Szczecińskim, autorka publikacji naukowych w zakresie logistyki oraz energetyki wiatrowej.



**MARTYNA
KONIEC**

Junior Specialist – Offshore wind energy at PWEA. For nearly two years she has been gaining experience in the wind energy industry, especially offshore. Graduate of Logistics at the University of Szczecin, author of scientific publications in the field of logistics and wind energy.



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 wodorze. 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 wykładcą 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 i TSA. Specjalizuje się również w kontraktach budow-



**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 TSA agreements. She also specializes in construction contracts for the implementation of projects in which the employer is

lanych na realizację przedsięwzięć, w których zama-
wiający 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 odszkodo-
wawczej, 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 regula-
cyjnym 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
rynkem energii, unijnymi kodeksami sieci, a także
instrukcjami ruchu i eksploatacji sieci. Wspiera inwestorów
m.in. w kwestiach dotyczących przyłączenia do
sieci elektroenergetycznej, systemów wsparcia odna-
wialnych 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 odna-
wialnej, 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**

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 transac-
tional, 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.

Andrzej Lenart jest aplikantem adwokackim na stanowisku Junior Associate, członkiem zespołu Energetyki Odnawialnej w DWF. Specjalizuje się w obsłudze prawnej spółek sektora energii odnawialnej, w tym w bieżącej obsłudze spółek prywatnych i publicznych w aspektach transakcyjnych, administracyjnych i nieruchomościowych sektora energii odnawialnej w Polsce. Posiada doświadczenie w sprawach związanych z energetyką i ochroną środowiska, w szczególności związanych z procesem rozwoju elektrowni fotowoltaicznych. Jako prawnik inhouse reprezentował spółkę – lidera rozwoju farm fotowoltaicznych na polskim rynku w postępowaniach sądowych o decyzje środowiskowe, ustalenie warunków zabudowy, pozwolenia na budowę i w przedmiocie niezgodności inwestycji z miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego.



**ANDRZEJ
LENART**

Andrzej Lenart is an advocate trainee and a Junior Associate, a member of the Renewable Energy Team at DWF in Poland. He specialises in providing legal services to companies in the renewable energy sector, including ongoing services to private and public companies in transactional, administrative and real estate aspects of the renewable energy sector in Poland. He has experience in energy and environmental matters, in particular related to the development process of photovoltaic farms. As an in-house lawyer, he represented a company – a leader in the development of photovoltaic farms on the Polish market in court proceedings for environmental decisions, determination of development conditions, construction permits and on the subject of non-compliance of the investment with the local spatial development plan.

Aleksandra specjalizuje się w prawie energetycznym, ze szczególnym uwzględnieniem regulacji dotyczących odnawialnych źródeł energii. Doradza inwestorom z sektora odnawialnych źródeł energii, wytwórcom energii elektrycznej, operatorom systemów dystrybucyjnych i przesyłowych oraz spółkom obrotu w toku bieżącej działalności gospodarczej. Jej praktyka koncentruje się na aspektach związanych z procesem inwestycyjnym w odnawialne źródła energii, takie jak elektrownie fotowoltaiczne i wiatrowe, biogazownie i magazyny energii. Jej doświadczenie obejmuje również doradztwo na rzecz podmiotów z sektora energetyki i gazownictwa w kwestiach regulacyjnych i kontraktowych związanych z przyłączeniem do sieci i koncesjonowaniem.



**ALEKSANDRA
NOWAK**

Aleksandra specialises in energy law, with a focus on the regulation regarding renewable energy sources. She advises entities carrying out RES investments, electricity generators, distribution and transmission system operators as well as trading companies in the course of ongoing business operations. Her practice focuses on aspects related to the investment process of renewable energy facilities such as photovoltaic and wind farms, biogas plants and energy storage facilities. Her experience also includes advisory for entities from the electricity and gas sector on regulatory and contractual issues related to grid connection and licensing.



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 typu projektach *due diligence* i doradztwie transakcyjnym. Jest absolwentem brytyjskich uczelni University of Derby oraz University of Birmingham. Od 2013 roku Maciej posiada tytuł brytyjskiego biegłego rewidenta (ACA). Biegle posługuje się językiem angielskim.



**MACIEJ
KROKOŚIŃSKI**

Partner at audit & business advisory department of Baker Tilly TPA responsible for audit, due diligence and transaction advisory services to energy, real estate and manufacturing companies. He was involved in projects such as audits and reviews of financial statements in accordance with PAS, UK GAAP, IFRS/IAS and participated in due diligence projects and transaction consultancy. He is a 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.

Associate Partner 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**

Associate Partner 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.

Partner w dziale doradztwa podatkowego w TPA Poland. Posiada uprawnienia zawodowe radcy prawnego oraz doradcy podatkowego. Ma wieloletnie doświadczenie w dziedzinie usług doradztwa podatkowego i biznesowego, w tym w obszarze pomocy publicznej, dla zagranicznych i polskich podmiotów działających w różnych branżach, w tym nieruchomości, finansowej, FMCG, energetycznej. Jest uznanym ekspertem w zakresie doradztwa podatkowego dla sektora nowych technologii, w tym fintech, gamingu czy e-sportu. Specjalizuje się między innymi w planowaniu podatkowym, wsparciu transakcyjnym, efektywnym opodatkowaniu firm oraz w systemach zarządzania funkcją podatkową. Joanna jest doktorem nauk prawnych, magistrem prawa, magistrem ekonomii oraz magistrem stosunków międzynarodowych. Ponadto ukończyła studia doktoranckie w dziedzinie ekonomii, a także studia podyplomowe w dziedzinie podatków i prawa podatkowego.



**dr JOANNA
PROKURAT**

Partner in the tax advisory department of TPA Poland. She is professionally qualified as a legal advisor and tax advisor. She has many years of experience in tax and business advisory services, including in the area of state aid, for foreign and Polish entities operating in various industries, including real estate, finance, FMCG, energy. She is a renowned expert in tax consulting for the new technology sector, including fintech, gaming or e-sports. Her areas of expertise include tax planning, transactional support, effective corporate taxation, and tax compliance management systems. Joanna holds a doctorate in law, a master's degree in law, a master's degree in economics and a master's degree in international relations. In addition, she completed a doctorate in economics, as well as postgraduate studies in taxation and tax law.

Doradca podatkowy, Partner w TPA Poland. Ma rozległe doświadczenie w dziedzinie kompleksowego doradztwa podatkowego i biznesowego dedykowanych zwłaszcza firmom z branży budownictwa oraz energetyki. Specjalizuje się między innymi w planowaniu podatkowym oraz wsparciu transakcyjnym. Jego doświadczenie zawodowe obejmuje reprezentowanie klientów przed organami podatkowymi oraz przed WSA i NSA, a także doradztwo przy przekształceniach i reorganizacji polskich firm rodzinnych oraz międzynarodowych przedsiębiorstw. Jako wykładowca prowadził szereg szkoleń o charakterze otwartym i eksperckich szkoleń indywidualnych. Mikołaj jest także autorem licznych publikacji prasowych i specjalistycznych.



**MIKOŁAJ
RATAJCZAK**

Tax advisor and 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.

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 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.

Manager w dziale Corporate Finance w Baker Tilly TPA. Ma tytuł CFA (Chartered Financial Analyst). Posiada kilkuletnie doświadczenie w zakresie doradztwa transakcyjnego, procesów fuzji i przejęć, wycen i modelowania finansowego. Brał udział w projektach M&A o łącznej wartości przedsiębiorstwa przekraczającej 3 mld PLN, głównie w sektorze energetyki odnawialnej. Jest absolwentem Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu na kierunku Finanse i Rachunkowość.



**SEBASTIAN
POGORZELSKI**

Manager in the corporate finance department at Baker Tilly TPA. He holds the CFA (Chartered Financial Analyst) designation. He has several years of experience in transaction advisory, M&A processes, valuations and financial modelling. He has participated in M&A projects with a total enterprise value exceeding PLN 3 billion, mainly in the renewable energy sector. He graduated from the Wrocław University of Economics with a degree in Finance and Accounting.

Konsultant w zespole doradztwa podatkowego w Poznaniu. Od 2021 roku aplikant adwokacki przy Okręgowej Radzie Adwokackiej w Poznaniu. Absolwentka prawa na Uniwersytecie Mikołaja Kopernika w Toruniu. Ma wieloletnie doświadczenie w doradztwie prawnym i podatkowym, które zdobywała, praktykując oraz pracując w kancelariach prawnych już od czasów studiów. W codziennej pracy zajmuje się kompleksowym wsparciem klientów, specjalizując się w zagadnieniach z zakresu podatku od towarów i usług.



**ALEKSANDRA
BOCHEŃSKA**

Consultant in the tax advisory team in Poznań. Since 2021 a trainee attorney at the District Bar Council in Poznań. Graduate of law at the Nicolaus Copernicus University in Toruń. She has many years of experience in legal and tax advisory, which she gained by practising and working in law firms since her studies. In her daily work, she provides comprehensive support to clients, specialising in VAT issues.

O Polskiej Agencji Inwestycji i Handlu

Polska Agencja Inwestycji i Handlu (PAIH) jest instytucją doradczą wchodzącą w skład Grupy Polskiego Funduszu Rozwoju (PFR).

To pierwszy punkt kontaktu dla eksporterów i inwestorów. Działa zarówno w Polsce, jak i poprzez sieć biur na całym świecie. Wzmacnia rozpoznawalność polskich marek na międzynarodowych rynkach, promuje rodzime produkty i usługi oraz rozwiązania technologiczne made in Poland.

Agencja pomaga przedsiębiorcom w wyborze optymalnej ścieżki ekspansji za granicą. Wspiera również napływ bezpośrednich inwestycji zagranicznych do Polski oraz realizację polskich inwestycji w kraju.

PAIH współpracuje z sektorem publicznym i partnerami regionalnymi, oferując m.in.: szkolenia, audyt i promocję nieruchomości inwestycyjnych, współpracę przy organizacji misji biznesowych oraz wsparcie komunikacyjne przy realizacji wspólnych projektów.

www.paih.gov.pl

About the Polish Investment and Trade Agency

The Polish Investment and Trade Agency (PAIH) is an advisory institution belonging to the Polish Development Fund (PFR) Group.

This is the first point of contact for exporters and investors. It operates both in Poland and through its network of offices around the world. It strengthens the recognition of Polish brands on international markets, promotes domestic products and services as well as technological solutions made in Poland.

The agency helps entrepreneurs to choose their optimal path of expansion abroad. It also supports the inflow of foreign direct investments to Poland and the implementation of Polish investments in the country.

PAIH cooperates with the public sector and regional partners, offering, among other things, training, audit and promotion of investment properties, cooperation in the organization of business missions and communication support in the implementation of joint projects.

Manager w Departamencie Wsparcia Inwestycji Polskiej Agencji Inwestycji i Handlu, specjalizująca się w zagadnieniach z zakresu pomocy publicznej. Uzyskała dyplom LL.M. Uniwersytetu w Bonn. Ukończyła również studia w dziedzinie prawa i administracji oraz kulturoznawstwa na Uniwersytecie Warszawskim. Jest absolwentką Akademii Młodych Dyplomatów ze specjalizacją dyplomacja Unii Europejskiej. W latach 2016–2017 odbyła staż Bluebook w Komisji Europejskiej. Pracowała w jednej z warszawskich kancelarii prawnych i w Ministerstwie Rozwoju w Departamencie Rozwoju Inwestycji.



**KAROLINA
KRÓL-
-SKOWYRSKA**

Manager at the Investment Department of the Polish Investment and Trade Agency, specializing in state aid issues. She received an LL.M. degree from the University of Bonn. She also completed studies in law and administration and cultural studies at the University of Warsaw. She is a graduate of the Academy of Young Diplomats with a specialization in European Union diplomacy. In 2016–2017, she completed a Bluebook internship at the European Commission. She worked at a Warsaw law firm and at the Ministry of Development in the Investment Development Department.

Starszy Konsultant w Departamencie Wsparcia Inwestycji Polskiej Agencji Inwestycji i Handlu, specjalizujący się w sektorze energetycznym i obsłudze inwestorów z branży OZE, w tym w szczególności offshore. Uzyskał dyplom magistra prawa na Uniwersytecie im. Adama Mickiewicza w Poznaniu oraz Biznesu Międzynarodowego Uniwersytetu Ekonomicznego w Poznaniu. Stypendysta MSZ: magisterskich Europejskich Studiów Interdyscyplinarnych w Kolegium Europejskim w Natolinie oraz Energy Community Summer School 2020 (Wiedeń 2021), a także alumn Akademii Energii. W przeszłości pracował w Ministerstwach: Energii, Aktywów Państwowych oraz Klimatu, a także zdobywał doświadczenie w: UNFCCC w Bonn, ICC w Paryżu, Parlamencie Europejskim w Brukseli oraz w ziałach energetycznych międzynarodowych kancelarii prawnych w Warszawie.



**TOMASZ
KOPKA**

Senior Consultant in the Investment Department at the Polish Investment and Trade Agency, specializing in the energy sector and helping investors producing components for renewable energy sources industry, in particular offshore. He has obtained a MA in Law from the Adam Mickiewicz University in Poznań and MA in International Business at the Poznań University of Economics. Scholarship holder: Ministry of Foreign Affairs MA in European Interdisciplinary Studies at the College of Europe in Natolin and Energy Community Summer School 2020 (Vienna 2021); alumnus of the Energy Academy. In the past, he worked in the public administration (Ministries of: Energy, State Assets and Climate), and gained experience at: UNFCCC in Bonn, International Chamber of Commerce in Paris, the European Parliament in Brussels and in the energy departments of international law firms in Warsaw.

Młodszy konsultant w Departamencie Wsparcia Inwestycji Polskiej Agencji Inwestycji i Handlu, specjalizujący się w zagadnieniach z sektora energetycznego, elektromobilności oraz gospodarki o obiegu zamkniętym (GOZ). Odpowiedzialny za codzienną współpracę z inwestorami zagranicznymi z Europy, Ameryki i Azji. Zajmuje się doradztwem inwestorom w procesie decyzji lokalizacyjno-inwestycyjnej w Polsce oraz zagadnieniami dotyczącymi pomocy publicznej. Prawnik, absolwent Uczelni Łazarskiego w Warszawie oraz absolwent studiów biznesowych na Politechnice Warszawskiej.



**JAN
NAPIERAJ**

Junior consultant at the Investment Department of the Polish Investment and Trade Agency, specializing in the energy sector, electromobility and circular economy. Responsible for day-to-day cooperation with foreign investors from Europe, America, and Asia. Provides advice to investors on investment location matters and guides companies through the whole investment decision-making process in Poland and on issues related to state aid. Lawyer, graduate of Lazarski University in Warsaw and graduate of business studies at Warsaw University of Technology.

Konsultant w Departamencie Wsparcia Inwestycji Polskiej Agencji Inwestycji i Handlu. Specjalizuje się w energetyce odnawialnej (morskie farmy wiatrowe), zaangażowany w doradztwo inwestorom zagranicznym w procesie decyzji lokalizacyjno-inwestycyjnej w Polsce, głównie z sektora produkcyjnego w branżach m.in. motoryzacyjnej, spożywczej, GOZ, przemysłu ciężkiego. Doświadczenie zdobywał w pracy dla MFiPR, Ambasady Królestwa Danii w Polsce oraz podczas praktyk w NSA. Absolwent Wydziału Nauk Politycznych i Studiów Międzynarodowych Uniwersytetu Warszawskiego na kierunku Stosunki Międzynarodowe. Uzyskał również absolutorium na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego na kierunku Prawo.



**JAKUB
SZRAM**

Consultant in the Investment Department of the Polish Investment and Trade Agency Specializes in renewable energy (offshore wind farms), involved in advising foreign investors in the process of location and investment decisions in Poland, mainly from the manufacturing sector in industries including automotive, food, circular economy, heavy industry. He gained experience working for the MFiPR, the Embassy of the Kingdom of Denmark in Poland and practicing at the Supreme Administrative Court. Graduated from the Faculty of Political Science and International Studies at the University of Warsaw, majoring in International Relations, and obtained his undergraduate degree from the Faculty of Law and Administration at the University of Warsaw, majoring in Law.

Spis tabel / List of tables

Tabela 1. Rynek zielonych certyfikatów w okresie 2019–2023 <i>Table 1. Green certificate market for the period 2019-2023</i>	101
Tabela 2. Wyniki aukcji OZE w latach 2019–2023 <i>Table 2. RES auction results for 2019-2023</i>	108
Tabela 3. Notowania kontraktów terminowych na TGE <i>Table 3. Quotations of futures contracts on the POLPX</i>	117
Tabela 4. Szacowane nakłady inwestycyjne na 1 MW mocy zainstalowanej <i>Table 4. Estimated capital expenditures per MW of installed capacity</i>	123
Tabela 5. Charakterystyka grupy wybranych spółek prowadzących działalność w zakresie wytwarzania energii z wiatru będących przedmiotem analizy <i>Table 5. Characteristics of the group of selected wind power generation companies under analysis</i>	124
Tabela 6. Kluczowe założenia przyjęte do analizy IRR <i>Table 6. Key assumptions applied for the IRR analysis</i>	133
Tabela 7. Analiza wrażliwości IRR inwestycji w energetyce wiatrowej <i>Table 7. IRR sensitivity analysis of wind power investment projects</i>	133
Tabela 8. Analiza wrażliwości LCOE inwestycji w energetyce wiatrowej <i>Table 8. LCOE sensitivity analysis of wind power investments</i>	134
Tabela 9. Analiza wrażliwości wartości projektu RTB farmy wiatrowej, w mln PLN/MW <i>Table 9. Sensitivity analysis of the value of a wind farm RTB project, in million PLN/MW</i>	136
Tabela 10. Zestawienie wybranych transakcji M&A w Polsce na rynku lądowych farm wiatrowych – farmy funkcjonujące w dniu transakcji <i>Table 10. Summary of selected M&A transactions in Poland in the onshore wind farm market – farms in operation on the transaction date⁹⁶</i>	138
Tabela 11. Zestawienie wybranych transakcji M&A w Polsce na rynku lądowych farm wiatrowych – farmy w fazie developmentu <i>Table 11. Summary of selected M&A transactions in Poland in the onshore wind farm market – farms in the development phase</i>	139
Tabela 12. Wyniki postępowań rozstrzygających w sprawie wydania PSZW <i>Table 12. Results of the proceedings for the issuance of an AIP</i>	160
Tabela 13. Udział poszczególnych kategorii CAPEX-owych w budowie MFW w Polsce <i>Table 13. Share of individual CAPEX categories in the OWF construction in Poland</i>	185
Tabela 14. Wskaźnik wykorzystania mocy netto wybranych farm na Morzu Bałtyckim <i>Table 14. Net capacity factor of selected farms in the Baltic Sea</i>	190
Tabela 15. Szacunek OPEX/1 MW <i>Table 15. OPEX/1 MW estimate</i>	192
Tabela 16. Średnioważony koszt kapitału dla morskiej farmy wiatrowej w Polsce <i>Table 16. Weighted average cost of capital for an offshore wind farm in Poland</i>	192
Tabela 17. Analiza wrażliwości LCOE 2030 na zmianę CAPEX / MW i stopy dyskontowej (PLN/MWh) <i>Table 17. LCOE 2030 sensitivity analysis to a change in CAPEX / MW and discount rate (PLN/MWh)</i>	193
Tabela 18. Założenia przyjęte do analizy opłacalności inwestycji w MFW w Polsce <i>Table 18. Assumptions used to analyse the profitability of OWF investments in Poland</i>	194

Tabela 19. Analiza wrażliwości IRR projektu <i>offshore</i> na zmianę ceny sprzedaży energii w roku bazowym oraz wskaźnika produktywności netto <i>Table 19. Sensitivity analysis of an offshore project IRR to a change in the baseline year energy selling price and the net productivity rate.</i>	195
Tabela 20. Projekty morskich farm wiatrowych z I fazy wsparcia <i>Table 20. OWF projects in Phase I of Support.</i>	201
Tabela 21. Projekty z II fazy wsparcia z pozwoleniami lokalizacyjnymi <i>Table 21. Phase II support projects with localization permits.</i>	201
Tabela 22. Lokalizacje przyznane w 2023 r. w ramach II fazy wsparcia <i>Table 22. Locations allocated in 2023 under Phase II support</i>	202
Tabela 23. Potencjał mocy zainstalowanej poszczególnych grup farm <i>Table 23. Potential installed capacity of each group of farms</i>	207
Tabela 24. Tabela minimalnych kryteriów ilościowych – nakładów inwestycyjnych i zatrudnienia dla projektów inwestycyjnych realizowanych przez dużych przedsiębiorców ubiegających się o grant inwestycyjny <i>Table 24. Table of minimum quantitative criteria – capital expenditures and employment for investment projects implemented by large entrepreneurs applying for an investment grant</i>	229
Tabela 25. Tabela minimalnych kryteriów ilościowych – nakładów inwestycyjnych i zatrudnienia dla projektów usługowych ubiegających się o grant na zatrudnienie <i>Table 25. Table of minimum quantitative criteria – capital expenditures and employment for service projects applying for an employment grant.</i>	230
Tabela 26. Wielkość przedsiębiorstwa <i>Table 26. Size of an enterprise.</i>	236
Tabela 27. Czas obowiązywania decyzji o wsparciu <i>Table 27. Validity of decision on support.</i>	238
Tabela 28. Kryteria ilościowe – minimalne koszty kwalifikowane <i>Table 28. Quantitative criteria – minimum eligible costs</i>	238
Tabela 29. Kryteria jakościowe w obszarze zrównoważonego rozwoju gospodarczego <i>Table 29. Qualitative criteria in the area of sustainable economic development</i>	240
Tabela 30. Kryteria jakościowe w obszarze zrównoważonego rozwoju społecznego <i>Table 30. Qualitative criteria in the area of social sustainability</i>	241
Tabela 31. Minimalna wymagana liczba punktów za spełnienie kryteriów jakościowych <i>Table 31. Minimum number of points required for qualitative criteria</i>	241
Tabela 32. Bazowa intensywność dostępnej pomocy publicznej <i>Table 32. The base intensity of available state aid</i>	242

Spis rysunków / List of figures

Rysunek 1. Średnioważony koszt kapitału dla lądowej energetyki wiatrowej według kraju, 2019–2021 <i>Fig. 1. Weighted average cost of capital for onshore wind energy sector by country, 2019-2021</i>	92
Rysunek 2. Rysunek przedstawiający mapę dostępną w SIPAM <i>Fig. 2. Figure showing the map available at SIPAM</i>	155
Rysunek 3. Średni udział długu i kapitału własnego w finansowaniu projektów morskiej energetyki wiatrowej (%) <i>Fig. 3. Average share of debt and equity in financing offshore wind projects (%)</i>	196
Rysunek 4. Obszary, na których jest możliwe lokalizowanie morskich farm wiatrowych <i>Fig. 4. Areas where it is possible to locate offshore wind farms</i>	208
Rysunek 5. Powiązanie łańcuchów dostaw energii wiatrowej i miejsc pracy <i>Fig. 5. Linking wind energy supply chains and jobs</i>	217

Rysunek 6. Ilustracja systemu łańcucha dostaw dla morskiej farmy wiatrowej Beatrice w Wielkiej Brytanii <i>Fig. 6. Illustration of the supply chain system for the Beatrice offshore wind farm in the UK</i>	218
Rysunek 7. Mapa Intensywności Pomocy Regionalnej <i>Fig. 7. Regional Aid Intensity Map</i>	228
Rysunek 8. Pakiet regionalnej pomocy publicznej – case study <i>Fig. 8. Regional state aid package – case study</i>	234

Spis wykresów / List of charts

Wykres 1. Nowe instalacje onshore w Polsce w latach 2013–2023 [GW] wraz z prognozą na 2030 r. <i>Chart 1. 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 2023 r. <i>Chart 2. Percentage of new wind plants in Europe by country in 2023</i>	11
Wykres 3. Nowe moce zainstalowane w energetyce wiatrowej w Europie w latach 2014–2023 <i>Chart 3. New installed wind power capacity in Europe from 2014 to 2023</i>	12
Wykres 4. Moce zainstalowane w energetyce wiatrowej na świecie w latach 2014–2023 [GW] <i>Chart 4. Globally installed wind energy capacity from 2014 to 2023 [GW]</i>	13
Wykres 5. Perspektywa nowych instalacji 2024–2028 [GW] <i>Chart 5. Prospect of new installations 2024-2028 [GW]</i>	14
Wykres 6. Wytwarzanie energii elektrycznej wg źródła na przestrzeni 2015–2050 <i>Chart 6. Wytwarzanie energii elektrycznej wg źródła na przestrzeni 2015–2050</i>	15
Wykres 7. Teoretyczny próg zadłużenia, przy którym w pełni wykorzystane są efekty tarczy podatkowej, w zależności od wielkości inwestycji (mocy zainstalowanej farmy wiatrowej) <i>Chart 7. Theoretical debt threshold at which the full effects of the tax shield are utilized, depending on the size of the project (installed capacity of the wind farm)</i>	94
Wykres 8. Efektywna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku w elektrowniach wiatrowych (EW) <i>Chart 8. Effective selling price of electricity on the market in wind power plants (EW)</i>	97
Wykres 9. Notowania cen zielonych certyfikatów w transakcjach sesyjnych na TGE <i>Chart 9. Green certificate price quotations in session transactions on the POLPX</i>	99
Wykres 10. Notowania cen zielonych certyfikatów w transakcjach pozasesyjnych na TGE <i>Chart 10. Green certificate price quotations in OTC transactions on the POLPX</i>	100
Wykres 11. Wolumen transakcji na rynku zielonych certyfikatów <i>Chart 11. Green certificate market transaction volume</i>	100
Wykres 12. Bilans zielonych certyfikatów w rejestrze świadectw pochodzenia (GWh) <i>Chart 12. Balance of green certificates in the register of certificates of origin (GWh)</i>	102
Wykres 13. Symulacja podaży i popytu oraz skumulowanej nadwyżki dla zielonych certyfikatów <i>Chart 13. Simulation of supply and demand and cumulative surplus for green certificates</i>	103
Wykres 14. Schemat rozliczenia wolumenu sprzedaży energii w przypadku niedoboru produkcji <i>Chart 14. Diagram of the settlement of the energy sales volume in the event of a production shortfall</i>	105
Wykres 15. Łączna ilość sprzedanej energii elektrycznej (TWh) na aukcjach OZE dla 15-letnich okresów – energetyka wiatrowa i solarna pow. 1 MW <i>Chart 15. Total electricity sold (TWh) at RES auctions for 15-year periods – wind and solar power above 1 MW</i>	106
Wykres 16. Moc instalacji wiatrowych i fotowoltaicznych, które mogą powstać na podstawie wygranych aukcji w latach 2019–2023 (MW) <i>Chart 16. Capacity of wind and photovoltaic facilities that can be built based on auctions won in 2019-2023 (MW)</i>	107
Wykres 17. Zakres cen w ofertach aukcji OZE w latach 2019–2023 (PLN/MWh) <i>Chart 17. Price ranges in RES auction bids in 2019-2023 (PLN/MWh)</i>	109

Wykres 18. Obroty energii elektrycznej na TGE, TWh	
Chart 18. <i>Electricity turnover on POLPX, TWh</i>	112
Wykres 19. Transakcje energii elektrycznej spot na TGE, Rynek Dnia Następnego	
Chart 19. <i>Spot electricity transactions on POLPX, Day-Ahead Market</i>	113
Wykres 20. Notowania uprawnień do emisji CO ₂	
Chart 20. <i>CO₂ emission allowance quotations</i>	115
Wykres 21. Porównanie ceny energii oczyszczonej o koszt emisji CO ₂ do rynkowej ceny energii	
Chart 21. <i>Comparison of the energy price without the cost of CO₂ emissions to the market price of energy</i>	116
Wykres 22. Notowania energii elektrycznej na rynku spot oraz w kontraktach terminowych na TGE	
Chart 22. <i>Electricity quotations on the spot market and in futures contracts on POLPX</i>	117
Wykres 23. Roczne przyrosty mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych w Polsce, MW	
Chart 23. <i>Annual growth of installed wind power capacity in Poland, MW</i>	119
Wykres 24. Moc zainstalowana OZE w podziale na poszczególne technologie	
Chart 24. <i>Installed RES capacity by technology</i>	120
Wykres 25. Rozkład analizowanej grupy farm wiatrowych pod względem udziału zadłużenia w finansowaniu aktywów na koniec 2022 r. (oś pionowa – udział w grupie, oś pozioma – stosunek zadłużenia do aktywów)	
Chart 25. <i>Distribution of the analysed group of wind farms in terms of the share of debt in financing assets at the end of 2022 (vertical axis – share in the group, horizontal axis – debt-to-asset ratio)</i>	125
Wykres 26. Rozkład analizowanej grupy farm wiatrowych pod względem mocy poszczególnych farm wiatrowych	
Chart 26. <i>Distribution of the analyzed group of wind farms concerning the capacity of individual wind farms</i>	126
Wykres 27. Rozkład analizowanej grupy farm wiatrowych pod względem wskaźnika przychodów na 1 MW w 2021 r. (tys. PLN)	
Chart 27. <i>Distribution of the analysed group of wind farms regarding the revenue per MW ratio in 2021 (PLN thousand)</i>	127
Wykres 28. Struktura kosztów rodzajowych w badanej grupie spółek	
Chart 28. <i>Structure of costs by type in the surveyed group of companies</i>	128
Wykres 29. Typowa struktura kosztów gotówkowych w lądowych farmach wiatrowych	
Chart 29. <i>Typical cash cost structure in onshore wind farms</i>	129
Wykres 30. Rozkład analizowanej grupy pod względem wartości kosztów gotówkowych na 1 MW w 2021 r.	
Chart 30. <i>Distribution of the analysed group in terms of the value of cash costs per MW in 2021</i>	130
Wykres 31. Rozkład analizowanej grupy pod względem rentowności EBITDA w 2022 r.	
Chart 31. <i>Distribution of the analysed group in terms of EBITDA margin in 2022</i>	130
Wykres 32. Średnia skorygowana EBITDA w przeliczeniu na 1 MW w grupie analizowanych spółek	
Chart 32. <i>Average adjusted EBITDA per MW for the group of companies analysed</i>	131
Wykres 33. Szacowany CAPEX/1 MW dla inwestycji w MFW w Polsce	
Chart 33. <i>Estimated CAPEX/1 MW for OWF investments in Poland</i>	186
Wykres 34. Schemat czynników wpływających na produktywność morskiej farmy wiatrowej	
Chart 34. <i>Diagram with factors affecting the productivity of an offshore wind farm</i>	189
Wykres 35. Porównanie wyników raportu PSEW i celów Polityki Energetycznej Polski do 2040 r.	
Chart 35. <i>Compared results of the PWEA report and the goals of Poland's Energy Policy until 2040</i>	209



www.dwfgroup.com



www.psew.pl



www.tpa-group.pl



www.bakertilly-tpa.pl