



Raport / Report

2026

Dodatek specjalny:

Mechanizmy wsparcia
rozwoju krajowego
przemysłu OZE

Special Focus:

Supporting
the development
of the domestic
renewable energy

Energetyka wiatrowa w Polsce | Wind energy in Poland

© 2026 TPA Poland / Baker Tilly TPA

Publikacja zawiera jedynie informacje natury ogólnej zgodne z obecnym stanem prawnym (maj 2026 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 2026). 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

I. Energetyka wiatrowa w Polsce i Europie 7

II. Lądowa energetyka wiatrowa

1. Uwarunkowania prawne 13	13
1. Uwarunkowania prawne 14	14
2. Aspekty prawne systemu aukcyjnego i cPPA.	
Bankowalność 15	15
2.1. Zasady wsparcia 15	15
2.2. System świadectw pochodzenia 18	18
2.3. Aukcyjny system wsparcia..... 19	19
2.4. Korporacyjne umowy sprzedaży energii elektrycznej (cPPA)..... 23	23
2.5. Prawne aspekty bankowalności projektów i umów kredytowych..... 25	25
3. Development i realizacja źródła..... 29	29
3.1. Tytuł prawny do nieruchomości..... 29	29
3.1.1. Uwagi ogólne..... 29	29
3.1.2. Umowa najmu i dzierżawy 32	32
3.1.3. Służebność przesyłu..... 34	34
3.1.4. Projekt ustawy o dzierżawie rolniczej..... 35	35
3.1.5. Nieruchomości o szczególnym statusie..... 37	37
3.1.6. Aspekty zastosowania przepisów o klauzulach abuzywnych 39	39
3.2. Planowanie i zagospodarowanie przestrzenne..... 42	42
3.2.1. Miejscowy Plan Zagospodarowania Przestrzennego/Plan ogólny 42	42
3.2.2. Warunki zabudowy..... 49	49
3.2.3. Lokalizacja inwestycji celu publicznego 50	50
3.2.4. Obszary przyspieszonego rozwoju OZE..... 50	50
4. Oddziaływanie na środowisko 51	51
4.1. Ocena oddziaływania na środowisko 51	51
4.2. Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach (DŚU) 53	53
4.3. Minimalna odległość od terenów chronionych..... 54	54
5. Prawo budowlane 57	57
5.1. Pozwolenie na budowę 57	57
5.2. Zgłoszenie robót budowlanych 62	62
5.3. Przystąpienie do użytkowania 63	63
5.4. Bezpieczeństwo eksploatacji elementów technicznych elektrowni wiatrowej..... 65	65
6. Przyłączenie do sieci 68	68
6.1. Warunki przyłączenia 68	68
6.2. Umowa o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej..... 71	71
6.3. Bilansowanie Krajowego Systemu Energetycznego 76	76
6.4. EON, ION i FON..... 77	77
7. Koncesja na wytwarzanie energii OZE 80	80

Table of contents

I. Onshore wind energy in Poland, Europe 7

II. Onshore wind power

1. Legal conditions..... 13	13
1. Legal conditions 14	14
2. Legal aspects of the auction system and cPPA.	
Bankability..... 15	15
2.1. Support mechanisms..... 15	15
2.2. Certificate of origin system 18	18
2.3. Auction support system..... 19	19
2.4. Corporate Power Purchase Agreements (cPPAs)..... 23	23
2.5. Legal aspects of project bankability and loan agreements..... 25	25
3. Development and implementation of the source 29	29
3.1. Legal title to the property..... 29	29
3.1.1. General comments..... 29	29
3.1.2. Lease and rental agreement 32	32
3.1.3. Transmission easement 34	34
3.1.4. Draft Act on agricultural lease..... 35	35
3.1.5. Properties with special status..... 37	37
3.1.6. Aspects of the application of provisions on unfair contractual terms 39	39
3.2. Area planning and development..... 42	42
3.2.1. Local Area Development Plan/General plan..... 42	42
3.2.2. WZ decisions..... 49	49
3.2.3. Location of public-purpose projects 50	50
3.2.4. Areas of accelerated RES development 50	50
4. Environmental impact..... 51	51
4.1. Environmental impact assessment..... 51	51
4.2. Decision on environmental conditions (EID)..... 53	53
4.3. Minimum distance from protected areas 54	54
5. Construction and commissioning..... 57	57
5.1. Building permit..... 57	57
5.2. Notification of construction works 62	62
5.3. Commencing of operation..... 63	63
5.4. Safety of operation of technical components of a wind power plant..... 65	65
6. Grid connection..... 68	68
6.1. Grid connection conditions 68	68
6.2. Grid connection agreement..... 71	71
6.3. National Power System balancing 76	76
6.4. EON, ION, and FON..... 77	77
7. License for generation from RES..... 80	80

7.1. Koncesja	80
7.2. Promesa koncesji	82
7.3. Działalność przedkoncesyjna	82

2. Uwarunkowania i perspektywy biznesowe 85

1. Lokalizacja inwestycji – normy odległościowe	86
2. Elementy procesu inwestycyjnego w lądowe farmy wiatrowe	88
2.1. Etapy przygotowania i realizacji Inwestycji	88
2.2. Przygotowanie farmy wiatrowej do sprzedaży – ocena ryzyk w procesie kupna	92
1.2.1. Perspektywa zbywcy – <i>vendor due diligence</i> ..	93
1.2.2. Perspektywa nabywcy – <i>buy-side due diligence</i>	94
2.3. Model kalkulacji ceny w przypadku nabycia udziałów w spółce będącej właścicielem farmy wiatrowej ..	94
3. Finansowanie projektów	96
3.1. Rodzaje źródeł finansowania projektów	96
3.2. Charakterystyka pasywów	97
4. Projektowanie strumienia przychodów	100
4.1. System Zielonych Certyfikatów	101
4.2. System aukcyjny	107
4.3. Kontrakty PPA, cPPA	116
4.4. Rynek spot oraz rynek terminowy	118
5. Analiza finansowa sektora lądowej energetyki wiatrowej	124
5.1. Charakterystyka inwestycji w energetykę wiatrową – opis rynku	124
5.2. Nakłady inwestycyjne	125
5.3. Opis podejścia do analizy grupy spółek z sektora	126
5.4. Przychody	127
5.5. Koszty operacyjne	128
5.6. Marżowość	130
6. Analiza opłacalności inwestycji oraz podsumowanie transakcji M&A	131
6.1. Perspektywa inwestora strategicznego	131
6.2. Perspektywa dewelopera	134
6.3. Wpływ niskich oraz ujemnych cen energii oraz ograniczeń produkcji na rentowność projektu	136
6.4. Wpływ <i>cable pooling</i> na rentowność projektu	138
6.5. Transakcje M&A na rynku onshore w Polsce	139
7. Wybrane kwestie podatkowe	140
7.1. Podatek od nieruchomości od lądowych elektrowni wiatrowych	140
7.2. Podatek dochodowy. Amortyzacja elektrowni wiatrowych	142
7.3. Rozliczenia w mechanizmie CfD	145
7.4. Opodatkowanie VAT kontraktów cPPA	145

7.1. License	80
7.2. Promise of a license	82
7.3. Pre-license activities	82

2. Business conditions and perspectives 85

1. Investment location – distance standards	86
2. Elements of the investment process for onshore wind farms	88
2.1. Stages of investment preparation and implementation	88
2.2. Preparing a wind farm for sale – risk assessment in the purchase process	92
1.2.1. Vendor's perspective – <i>vendor due diligence</i> ..	93
1.2.2. Buyer's perspective – <i>buy-side due diligence</i>	94
2.3. Price calculation model for the acquisition of shares in a company owning a wind farm	94
3. Project financing	96
3.1. Types of project financing sources	96
3.2. Characteristics of liabilities	97
4. Revenue stream projections	100
4.1. Green certificate system	101
4.2. Auction system	107
4.3. PPA and cPPA Contracts	116
3.4. Spot and forward markets	118
5. Financial analysis of the onshore wind energy sector	124
5.1. Characteristics of wind energy investments – market overview	124
5.2. Capital expenditures	125
5.3. Description of the approach to analyzing the group of companies in the sector	126
5.4. Revenues	127
5.5. Operating costs	128
5.6. Profit Margins	130
6. Investment profitability analysis and summary of M&A transactions	131
6.1. Strategic investor's perspective	131
6.2. Developer's perspective	134
6.3. Impact of low and negative energy prices and production curtailments on project profitability ..	136
6.4. Impact of cable pooling on project profitability ..	138
6.5. M&A transactions in the onshore market in Poland	139
7. Selected tax issues	140
7.1. Property tax on onshore wind farms	140
7.2. Income tax. Depreciation of wind farms	142
7.3. Settlements under the CfD mechanism	145
7.4. VAT treatment of cPPA contracts	145

7.5. Odwrotne obciążenie VAT przy dostawie energii ...	146
7.6. VAT przy dostawie z montażem od zagranicznego przedsiębiorcy	146
7.7. Akcyza a cPPA.....	146
7.8. Obligatoryjny KSeF z perspektywy podatkowej projektów wiatrowych	147
7.9. Zarządzanie ryzykiem podatkowym	147
8. Aktualne bariery inwestycyjne	148

III. Morska energetyka wiatrowa

1. Uwarunkowania prawne	153
1. Ogólne ramy inwestycyjne	154
1.1. Uwagi ogólne	154
1.2. Plan zagospodarowania przestrzennego polskich obszarów morskich	156
1.3. Zasady wsparcia projektów w I i II fazie rozwoju	158
2. Przygotowanie inwestycji.....	160
2.1. Pozwolenie lokalizacyjne (PSZW).....	160
2.2. Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach inwestycji.....	163
2.3. Wymagane ekspertyzy techniczne.....	164
2.4. Pozwolenie na budowę	167
2.5. Infrastruktura przesyłowa.....	169
3. Aukcje dla MFW	172
3.1. Terminy i moce	172
3.2. Zawartość wniosku i dopuszczenie do aukcji	173
3.3. Przebieg i rozstrzygnięcie aukcji	174
3.4. Wyniki aukcji 2025.....	176
4. Budowa i eksploatacja MFW	178
4.1. Koncesja na wytwarzanie energii	178
4.2. Termin na wejście do systemu aukcyjnego	179

2. Uwarunkowania i perspektywy biznesowe

1. Finansowe aspekty inwestycji w morską energetykę wiatrową w Europie	182
1.1. Nakłady inwestycyjne	182
1.2. Czynniki wpływające na przychody	185
1.3. Koszty operacyjne	189
1.4. Analiza rentowności inwestycji w MFW	190
1.5. Finansowanie projektów typu <i>offshore</i>	193
2. Wybrane kwestie podatkowe w sektorze <i>offshore</i>	195
2.1. Podatek od nieruchomości	195
2.2. Opłata koncesyjna	196
2.3. Zakres zastosowania ustawy o VAT przy inwestycjach w morskie farmy wiatrowe	196
3. Zaawansowanie projektów w I i II fazie rozwoju MEW	198
4. Aktualne bariery inwestycyjne	200

7.5. Reverse VAT charge on energy supply.....	146
7.6. VAT on a supply with installation from a foreign entrepreneur	146
7.7. Excise tax and cPPA.....	146
7.8. Mandatory KSeF from a tax perspective for wind projects.....	147
7.9. Tax risk management	147
8. Current investment barriers.....	148

III. Offshore wind energy sector

1. Legal conditions.....	153
1. General investment framework.....	154
1.1. General comments.....	154
1.2. Spatial development plan for Polish maritime areas	156
1.3. Rules for supporting projects in Phases I and II	158
2. Investment preparation	160
2.1. Location permit (PSZW)	160
2.2. Decision on environmental conditions for the investment.....	163
2.3. Required technical expert opinions	164
2.4. Building permit	167
2.5. Transmission infrastructure	169
3. Auctions for the OWF.....	172
3.1. Dates and capacities	172
3.2. Application requirements and auction eligibility ..	173
3.3. Auction procedure and results.....	174
3.4. Results of the 2025 auction.....	176
4. Construction and operation of an offshore wind farm....	178
4.1. Power generation license	178
4.2. Deadline for entering the auction system.....	179

2. Business conditions and perspectives

1. Financial aspects of investment in offshore wind energy in Europe.....	182
1.1. Capital expenditures	182
1.2. Factors affecting revenues	185
1.3. Operating costs	189
1.4. Analysis of the profitability of investments in offshore wind farms	190
1.5. Financing of offshore projects	193
2. Selected tax issues in the offshore sector	195
2.1. Property tax	195
2.2. Concession fee.....	196
2.3. Scope of application of the VAT Act to investments in offshore wind farms.....	196
3. Progress of projects in Phases I and II of offshore wind development	198
4. Current investment barriers.....	200

V. Dodatek specjalny:**Mechanizmy wsparcia rozwoju krajowego przemysłu w sektorze OZE 205**

1. Wprowadzenie.....	206
2. Kryteria pozacenowe w systemach wsparcia OZE.....	213
3. Local content jako instrument polityki przemysłowej..	222
4. Wpływ rozwoju sektora MEW na gospodarkę	229
5. Mechanizmy wsparcia publicznego dla inwestycji w łańcuchach dostaw	235

VI. Wydarzenia sektora energetyki wiatrowej w Polsce 247**O autorach 250****Indeks 260**

Spis tabel	260
Spis rysunków.....	260
Spis wykresów	261

V. Special Focus:**Mechanisms to support the development of the domestic Industry in the renewable energy sector..... 205**

1. Introduction	206
2. Non-price criteria in renewable energy support schemes	213
3. Local content as an industrial policy instrument.....	222
4. The economic impact of the offshore wind sector	229
5. Public support mechanisms for investments in the supply chain.....	235

VI. Wind power sector events in Poland 247**About the authors 250****Index 260**

List of tables.....	260
List of figures	260
List of charts	261

Drodzy Czytelnicy!

z satysfakcją oddajemy w Państwa ręce 13. wydanie raportu „Energetyka wiatrowa w Polsce 2026” przygotowanego przez Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, kancelarię DWF oraz firmę doradczą TPA Poland / Baker Tilly TPA. Tegoroczna publikacja stanowi przekrojową analizę sytuacji lądowej i morskiej energetyki wiatrowej w Polsce oraz próbę oceny kierunków jej dalszego rozwoju w zmieniającym się otoczeniu regulacyjnym i gospodarczym.

Energetyka wiatrowa w Polsce osiągnęła etap dojrzałości systemowej. Moc zainstalowana w segmencie lądowym wynosi obecnie ponad 11 GW, a prąd z pierwszej polskiej morskiej farmy wiatrowej o mocy 1,2 GW popłynie jeszcze w 2026 r. Oznacza to, że sektor stał się jednym z istotnych elementów stabilizacji krajowego systemu elektroenergetycznego oraz realnym czynnikiem wpływającym na poziom hurtowych cen energii i konkurencyjność gospodarki.

Rozwój morskiej energetyki wiatrowej wszedł w fazę realizacyjną o znaczeniu systemowym. Łączna moc projektów objętych wydanymi pozwoleniami lokalizacyjnymi (PSZW) wynosi około 18 GW, z czego dla pięciu projektów o łącznej mocy około 5 GW podjęto ostateczną decyzję inwestycyjną. W grudniu odbyła się pierwsza aukcja dla źródeł na morzu. Dzięki niej trzy kolejne projekty pozyskały wsparcie w postaci kontraktu różnicowego, co łącznie z pierwszą fazą daje niemal 10 GW mocy, która powstanie do 2032 r. Skala zakontraktowanych i przygotowywanych projektów pokazuje potencjał inwestycyjny sektora offshore w perspektywie kolejnych dekad.

Równolegle obserwujemy dalszą profesjonalizację rynku finansowania projektów wiatrowych. System aukcyjny pozostaje stabilnym filarem wsparcia dla inwestycji kapitałochłonnych, natomiast rosnące znaczenie umów PPA i cPPA pozwala ograniczać ekspozycję na zmienność rynku hurtowego oraz budować przewidywalność przepływów finansowych. W raporcie analizujemy bankowość projektów, strukturę finansowania, koszt kapitału oraz wpływ ograniczeń produkcji i ujemnych cen energii na rentowność inwestycji lądowych i morskich.

Jednocześnie sektor funkcjonuje w wymagającym otoczeniu regulacyjnym i infrastrukturalnym. W przypadku lądowej energetyki wiatrowej proces inwestycyjny nadal pozostaje złożony i wieloetapowy. Raport omawia zagadnienia tytułów prawnych do nieruchomości, planowania i zagospodarowania przestrzennego, a także procedury środowiskowe, budowlane, przyłączeniowe i koncesyjne. Relacja pomiędzy tymi elementami w praktyce determinuje długość cyklu inwestycyjnego oraz poziom ryzyka deweloperskiego.

Jednym z największych wyzwań dalszego rozwoju nowych mocy wiatrowych pozostaje infrastruktura sieciowa. Skala

Dear Readers!

We are pleased to present the 13th edition of the report “Wind Energy in Poland 2026”, prepared by the Polish Wind Energy Association, the law firm DWF, and the consulting firm TPA Poland/Baker Tilly TPA. This year’s publication provides a comprehensive analysis of the state of onshore and offshore wind energy in Poland and attempts to assess the directions of its further development in a changing regulatory and economic environment.

Wind energy in Poland has reached a stage of system maturity. Installed capacity in the onshore segment currently exceeds 11 GW, and electricity from Poland’s first offshore wind farm, with a capacity of 1.2 GW, will be generated as early as 2026. This means that the sector has become a key element in stabilizing the national power system and a significant factor influencing wholesale energy prices and the competitiveness of the economy.

The development of offshore wind energy has entered a phase of implementation that is of systemic importance. The total capacity of projects covered by issued location permits (PSZW) is approximately 18 GW, of which a final investment decision has been made for five projects with a combined capacity of approximately 5 GW. The first auction for offshore sources took place in December. Thanks to this, three additional projects secured support in the form of a contract for difference, which, combined with the first phase, amounts to nearly 10 GW of capacity to be developed by 2032. The scale of contracted and planned projects demonstrates the investment potential of the offshore sector over the coming decades.

At the same time, we are observing further professionalization of the wind project financing market. The auction system remains a stable pillar of support for capital-intensive investments, while the growing importance of PPAs and cPPAs helps limit exposure to wholesale market volatility and build predictability in cash flows. In the report, we analyze the bankability of projects, financing structures, the cost of capital, and the impact of production curtailments and negative energy prices on the profitability of onshore and offshore investments.

Still, the sector operates in a challenging regulatory and infrastructure environment. In the case of onshore wind energy, the investment process remains complex and multi-stage. The report discusses issues related to property titles, planning and land use, as well as environmental, construction, grid connection, and licensing procedures. The relationship between these elements in practice determines the length of the investment cycle and the level of development risk.

Grid infrastructure remains one of the greatest challenges to the further development of new wind capacity. The

odmów wydawania warunków przyłączenia oraz ograniczona przepustowość sieci elektroenergetycznej stanowią istotne bariery inwestycyjne. W niniejszym opracowaniu analizujemy zarówno potrzebę przyspieszenia inwestycji w rozwój sieci, jak i możliwe zmiany systemowe w zakresie zasad przyłączeń oraz efektywności wykorzystania istniejącej infrastruktury.

Szczególne znaczenie w tegorocznym wydaniu ma również analiza kryteriów pozacenowych, którymi od tego roku powinno być objęte min. 30% wolumenu aukcyjnego OZE oraz zagadnień local content w szerszym kontekście rozwoju sektora. Wprowadzenie elementów oceny wykraczających poza samą cenę energii, związanych m.in. z wkładem projektów w zrównoważony rozwój czy budowanie odporności systemu elektroenergetycznego, nadaje polityce wsparcia wymiar nie tylko energetyczny, lecz także gospodarczy. W warunkach rosnącej konkurencji o inwestycje zagadnienia te stają się istotnym elementem budowy długoterminowej wartości dodanej dla polskiej gospodarki.

Oddajemy Państwu opracowanie, które w sposób uporządkowany i oparty na danych przedstawia zarówno skalę rozwoju, jak i realne wyzwania stojące przed sektorem energetyki wiatrowej w Polsce. Mamy nadzieję, że raport będzie punktem odniesienia dla inwestorów, administracji publicznej i uczestników rynku w dalszej dyskusji o kierunkach transformacji energetycznej.

Zapraszamy do lektury

scale of refusals to issue connection conditions and the limited capacity of the power grid constitute significant investment barriers. In this report, we analyze both the need to accelerate investments in grid development and possible systemic changes regarding connection rules and the efficient use of existing infrastructure.

Of particular importance in this year's edition is also the analysis of non-price criteria, which, starting this year, should cover at least 30% of the RES auction volume, as well as local content issues in the broader context of the sector's development. The introduction of evaluation criteria that go beyond the price of energy alone – related, among other things, to projects' contribution to sustainable development or the resilience of the power system – gives the support policy not only an energy dimension but also an economic one. In the face of growing competition for investments, these issues are becoming a key element in building long-term added value for the Polish economy.

We present to you a study that, in a structured and data-driven manner, outlines both the scale of development and the real challenges facing the wind energy sector in Poland. We hope this report will serve as a reference point for investors, public administration, and market participants in further discussions on the direction of the energy transition.

We invite you to read it,

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 i Europie

**Onshore wind energy
in Poland, Europe**

Transformacja energetyczna w Europie wchodzi w etap głębokiej przebudowy systemów elektroenergetycznych, w którym energetyka wiatrowa pełni rolę jednego z kluczowych filarów bezpieczeństwa energetycznego, konkurencyjności gospodarki oraz realizacji celów klimatycznych. W warunkach postępującej elektryfikacji przemysłu, transportu i budownictwa rośnie znaczenie stabilnych, wielkoskalowych źródeł energii odnawialnej zdolnych do zapewnienia dużych wolumenów zeroemisyjnej energii elektrycznej przy relatywnie niskim koszcie wytwarzania. W tym kontekście energetyka wiatrowa pozostaje jedną z najważniejszych technologii wspierających dekarbonizację europejskiej gospodarki.

Unia Europejska kontynuuje działania regulacyjne i przemysłowe mające na celu przyspieszenie rozwoju odnawialnych źródeł energii oraz budowę konkurencyjnego europejskiego przemysłu technologii zeroemisyjnych. Kluczowe znaczenie mają w tym zakresie rozwiązania przyjęte w ramach nowelizacji dyrektywy RED III, która zakłada osiągnięcie co najmniej 42,5% udziału energii z OZE w końcowym zużyciu energii do 2030 r., z możliwością zwiększenia tego poziomu do 45%. Regulacje te mają nie tylko zwiększyć skalę inwestycji w OZE, ale również skrócić i uprościć procedury administracyjne związane z realizacją nowych projektów energetycznych.

Szczególną rolę w europejskiej polityce przemysłowej odgrywa również Net-Zero Industry Act (NZIA), którego celem jest zwiększenie zdolności produkcyjnych europejskiego przemysłu technologii netto zero, w tym sektora energetyki wiatrowej. Regulacja zakłada, że do 2030 r. co najmniej 40% zapotrzebowania UE na strategiczne technologie transformacji energetycznej powinno być pokrywane przez produkcję realizowaną na terytorium Unii Europejskiej. Działania te stanowią odpowiedź na rosnącą konkurencję globalną oraz potrzebę odbudowy odporności europejskich łańcuchów dostaw.

Ważnym elementem obecnego kierunku zmian regulacyjnych w Unii Europejskiej są również inicjatywy deregulacyjne określane jako tzw. Omnibusy środowiskowe, których celem jest uproszczenie i ograniczenie obciążeń administracyjnych związanych z realizacją inwestycji, w tym projektów OZE. Działania te wpisują się w szerszą strategię zwiększania konkurencyjności oraz przyspieszenia transformacji energetycznej poprzez redukcję nadmiernych obowiązków proceduralnych i sprawozdawczych. W praktyce inicjatywy te mają prowadzić m.in. do usprawnienia procesów wydawania decyzji administracyjnych, zwiększenia przewidywalności regulacyjnej oraz ograniczenia kosztów dla przedsiębiorstw realizujących inwestycje w technologie zeroemisyjne.

Uzupełnieniem działań legislacyjnych jest European Wind Power Action Plan, którego celem jest poprawa konkurencyjności europejskiego sektora energetyki wiatrowej, zwiększenie przewidywalności systemów wsparcia oraz ograniczenie barier inwestycyjnych. Szczególny nacisk położono na rozwój europejskiego łańcucha dostaw, zwiększenie dostępności finansowania oraz przyspieszenie procesów wydawania pozwoleń administracyjnych. W praktyce

The energy transition in Europe is entering a phase of profound restructuring of power systems, in which wind energy serves as one of the key pillars of energy security, economic competitiveness, and the achievement of climate goals. Amid the ongoing electrification of industry, transportation, and the building sector, the importance of stable, large-scale renewable energy sources capable of providing large volumes of zero-emission electricity at a relatively low generation cost is growing. In this context, wind energy remains one of the most important technologies supporting the decarbonization of the European economy.

The European Union continues regulatory and industrial efforts aimed at accelerating the development of renewable energy sources and building a competitive European zero-emission technology industry. Of key importance in this regard are the measures adopted as part of the amendment to the RED III Directive, which aims to achieve at least a 42.5% share of renewable energy in final energy consumption by 2030, with the possibility of increasing this level to 45%. These regulations are intended not only to increase the scale of investment in renewable energy but also to streamline and simplify the administrative procedures associated with the implementation of new energy projects.

The Net-Zero Industry Act (NZIA) also plays a special role in European industrial policy, aiming to increase the production capacity of Europe's net-zero technology industry, including the wind energy sector. The regulation stipulates that by 2030, at least 40% of the EU's demand for strategic energy transition technologies should be met by production carried out within the European Union. These measures are a response to growing global competition and the need to rebuild the resilience of European supply chains.

An important element of the current direction of regulatory changes in the European Union is also the deregulation initiatives known as the so-called Environmental Omnibus packages, which aim to simplify and reduce the administrative burdens associated with the implementation of investments, including renewable energy projects. These measures are part of a broader strategy to enhance competitiveness and accelerate the energy transition by reducing excessive procedural and reporting obligations. In practice, these initiatives are intended to lead, among other things, to streamlining administrative decision-making processes, increasing regulatory predictability, and reducing costs for companies investing in zero-emission technologies.

These legislative measures are complemented by the European Wind Power Action Plan, which aims to improve the competitiveness of the European wind energy sector, increase the predictability of support schemes, and reduce investment barriers. Particular emphasis has been placed on developing the European supply chain, increasing access to financing, and accelerating administrative permitting processes. In practice, these measures are intended to

działania te mają umożliwić utrzymanie przez Europę pozycji jednego z globalnych liderów energetyki wiatrowej.

Rozwój sektora wiatrowego w Europie coraz wyraźniej wykracza poza prosty przyrost nowych mocy zainstalowanych. Coraz większe znaczenie zyskują projekty hybrydowe, integrujące energetykę wiatrową z magazynami energii oraz innymi technologiami wspierającymi elastyczność systemu elektroenergetycznego. Dynamicznie rozwija się także repowering istniejących farm wiatrowych, pozwalający na zwiększenie efektywności wykorzystania już zagospodarowanych lokalizacji i infrastruktury sieciowej. Równolegle rośnie znaczenie usług systemowych świadczonych przez farmy wiatrowe oraz ich udziału w rynku bilansującym.

W 2025 r. w Europie zainstalowano 19,1 GW nowych mocy wiatrowych. Europa dysponuje obecnie mocą zainstalowaną w energetyce wiatrowej wynoszącą 304 GW, z czego 265 GW przypada na elektrownie lądowe, a 39 GW na morskie. Na koniec 2025 r. energetyka wiatrowa w Europie pokrywała ok. 20% zapotrzebowania na energię.

Polska pozostaje jednym z najbardziej perspektywicznych rynków energetyki wiatrowej w Europie. Sektor osiągnął etap dojrzałości systemowej i stał się jednym z istotnych elementów krajowego systemu elektroenergetycznego. Moc zainstalowana w lądowej energetyce wiatrowej przekroczyła obecnie 11 GW, co oznacza, że technologia ta odpowiada za znaczącą część krajowego potencjału wytwórczego oraz produkcji energii elektrycznej. Energetyka wiatrowa pozostaje dziś jednym z najtańszych źródeł energii w systemie, a jej dalszy rozwój ma kluczowe znaczenie dla ograniczania kosztów energii dla przemysłu i gospodarstw domowych.

Zgodnie z założeniami Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. (PEP2040) oraz projektem aktualizacji Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu (KPEiK), biorąc pod uwagę bardziej ambitny scenariusz (tzw. WAM), moc zainstalowana w lądowej energetyce wiatrowej ma wzrosnąć do około 16,5 GW do 2030 r. oraz około 28,8 GW do 2040 r. Jednocześnie branża wskazuje, że potencjał rozwoju sektora może być znacząco wyższy, szczególnie w przypadku dalszej liberalizacji przepisów odległościowych oraz zwiększenia dostępności terenów inwestycyjnych.

Coraz większe znaczenie strategiczne zyskuje również morska energetyka wiatrowa. Polska dysponuje jednym z największych potencjałów rozwoju offshore wind na Morzu Bałtyckim, a sektor wszedł już w fazę realizacyjną. Łączna moc projektów, które mają zostać zrealizowane do 2040 r., wynosi około 18 GW, z czego dla części projektów podjęto już ostateczne decyzje inwestycyjne. Pierwsze projekty offshore znajdują się obecnie w fazie budowy, a energia elektryczna z pierwszej polskiej morskiej farmy wiatrowej ma popłynąć do systemu jeszcze w 2026 r. W ramach pierwszej fazy rozwoju morskiej energetyki wiatrowej wsparcie uzyskały projekty o łącznej mocy około 5,9 GW, natomiast kolejne projekty zostały zakontraktowane w ramach pierwszej aukcji dla II fazy rozwoju offshore w ubiegłym roku. Zgodnie z zało-

enable Europe to maintain its position as one of the global leaders in wind energy.

The development of the wind sector in Europe is increasingly moving beyond the simple addition of new installed capacity. Hybrid projects integrating wind power with energy storage and other technologies that support the flexibility of the power system are gaining increasing importance. The repowering of existing wind farms is also growing rapidly, allowing for more efficient use of already developed sites and grid infrastructure. At the same time, the importance of system services provided by wind farms and their share in the balancing market is increasing.

In 2025, 19.1 GW of new wind capacity was installed in Europe. Europe currently has an installed wind power capacity of 304 GW, of which 265 GW comes from onshore power plants and 39 GW from offshore ones. By the end of 2025, wind power in Europe covered approximately 20% of energy demand.

Poland remains one of the most promising wind energy markets in Europe. The sector has reached a stage of system maturity and has become a key component of the national power system. Installed capacity in onshore wind power has now exceeded 11 GW, meaning that this technology accounts for a significant portion of the country's generation potential and electricity production. Wind energy remains one of the cheapest sources of energy in the system today, and its further development is crucial for reducing energy costs for industry and households.

In accordance with the assumptions of Poland's Energy Policy until 2040 (PEP2040) and the draft update of the National Energy and Climate Plan (KPEiK), taking into account the more ambitious scenario (the so-called WAM), the installed capacity of onshore wind power is expected to increase to approximately 16.5 GW by 2030 and approximately 28.8 GW by 2040. At the same time, the industry indicates that the sector's development potential could be significantly higher, particularly in the event of further liberalization of distance regulations and increased availability of investment sites.

Offshore wind energy is also gaining increasing strategic importance. Poland has one of the largest offshore wind development potentials in the Baltic Sea, and the sector has already entered the implementation phase. The total capacity of projects to be completed by 2040 is approximately 18 GW, with final investment decisions already made for some of these projects. The first offshore projects are currently in the construction phase, and electricity from Poland's first offshore wind farm is expected to flow into the grid as early as 2026. As part of the first phase of offshore wind energy development, projects with a total capacity of approximately 5.9 GW received support, while subsequent projects were contracted during the first auction for the second phase of offshore development last year. According to the PEP2040

żeniami PEP2040 oraz projektem KPEiK moc zainstalowana w polskiej morskiej energetyce wiatrowej ma osiągnąć około 5,9 GW do 2030 r. oraz około 18 GW do 2040 r.

Rozwój sektora wiatrowego w Polsce coraz silniej wpływa również na strukturę rynku energii i modele finansowania inwestycji. System aukcyjny pozostaje podstawowym instrumentem wspierającym projekty kapitałochłonne, jednak rośnie znaczenie długoterminowych umów sprzedaży energii typu cPPA. Mechanizmy te umożliwiają stabilizację przychodów projektów oraz ograniczenie ryzyka związanego ze zmiennością hurtowych cen energii elektrycznej. Jednocześnie inwestorzy coraz częściej rozwijają projekty hybrydowe obejmujące energetykę wiatrową, fotowoltaikę oraz magazyny energii, a także wykorzystują rozwiązania cable pooling pozwalające efektywniej wykorzystywać istniejącą infrastrukturę sieciową.

Pomimo pozytywnych perspektyw sektor energetyki wiatrowej nadal mierzy się z istotnymi barierami rozwojowymi. Jednym z największych wyzwań pozostaje ograniczona dostępność infrastruktury sieciowej oraz skala odmów wydawania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Problem ten dotyczy zarówno projektów lądowych, jak i przyszłego rozwoju sektora offshore. Dodatkowo inwestorzy wskazują na długotrwałość procedur administracyjnych, środowiskowych i planistycznych oraz ograniczoną przewidywalność procesów inwestycyjnych.

Istotnym ograniczeniem dalszego rozwoju lądowej energetyki wiatrowej pozostają również regulacje lokalizacyjne. Choć liberalizacja zasady 10H i wprowadzenie minimalnej odległości 700 metrów umożliwiły częściowe odblokowanie rynku nowych projektów, branża nadal wskazuje na konieczność zwiększenia dostępności terenów inwestycyjnych w zakresie ograniczeń środowiskowych oraz związanych z obronnością. Jednocześnie rośnie znaczenie repoweringu istniejących farm wiatrowych, którego potencjał w obecnym otoczeniu regulacyjnym pozostaje wciąż niewystarczająco wykorzystany.

W przypadku morskiej energetyki wiatrowej wyzwaniem pozostają przede wszystkim wysokie nakłady inwestycyjne, długotrwałość procesów inwestycyjnych oraz konieczność rozbudowy krajowego łańcucha dostaw i infrastruktury portowej. Rozwój sektora offshore wymaga również zwiększenia zdolności krajowego przemysłu do uczestnictwa w realizacji inwestycji oraz budowy kompetencji technologicznych i kadrowych.

Równolegle transformacja energetyczna coraz silniej wiąże politykę klimatyczną z polityką przemysłową. Szczególnego znaczenia nabierają zagadnienia local content oraz kryteriów pozacenowych w systemach wsparcia OZE. Wprowadzenie mechanizmów premijujących rozwój krajowego przemysłu, odporność łańcuchów dostaw oraz wkład inwestycji w rozwój gospodarczy staje się jednym z kluczowych elementów europejskiej i krajowej polityki energetycznej.

guidelines and the draft KPEiK, installed capacity in Poland's offshore wind sector is expected to reach approximately 5.9 GW by 2030 and approximately 18 GW by 2040.

The development of the wind sector in Poland is also having an increasingly strong impact on the structure of the energy market and investment financing models. The auction system remains the primary instrument supporting capital-intensive projects, but the importance of long-term cPPA-type power purchase agreements is growing. These mechanisms enable the stabilization of project revenues and the mitigation of risks associated with the volatility of wholesale electricity prices. At the same time, investors are increasingly developing hybrid projects combining wind power, photovoltaics, and energy storage, as well as utilizing cable pooling solutions to make more efficient use of existing grid infrastructure.

Despite positive prospects, the wind energy sector continues to face significant barriers to development. One of the biggest challenges remains the limited availability of grid infrastructure and the scale of refusals to issue grid connection permits. This problem affects both onshore projects and the future development of the offshore sector. Additionally, investors point to the length of administrative, environmental, and planning procedures, as well as the limited predictability of investment processes.

Siting regulations also remain a significant constraint on the further development of onshore wind energy. Although the liberalization of the 10H rule and the introduction of a minimum distance of 700 meters have partially unlocked the market for new projects, the industry continues to highlight the need to increase the availability of investment sites by addressing environmental and defense-related restrictions. At the same time, the importance of repowering existing wind farms is growing, and their potential remains underutilized in the current regulatory environment.

In the case of offshore wind energy, the main challenges remain high capital expenditures, the lengthy nature of investment processes, and the need to expand the domestic supply chain and port infrastructure. The development of the offshore sector also requires increasing the domestic industry's capacity to participate in investment projects and building technological and human resource capabilities.

At the same time, the energy transition is increasingly linking climate policy with industrial policy. Issues related to local content and non-price criteria in renewable energy support schemes are becoming particularly important. The introduction of mechanisms that reward the development of domestic industry, the resilience of supply chains, and the contribution of investments to economic growth is becoming one of the key elements of European and national energy policy.

Energetyka wiatrowa w Polsce, Europie i na świecie

Energetyka wiatrowa pozostaje dziś jednym z najważniejszych narzędzi budowy nowoczesnego, konkurencyjnego i niskoemisyjnego systemu energetycznego. Skala planowanych inwestycji, rozwój nowych modeli technologicznych i finansowych oraz rosnące znaczenie sektora dla bezpieczeństwa energetycznego powodują, że najbliższe lata będą miały kluczowe znaczenie dla dalszego kształtu rynku energii w Polsce i Europie.

Wind energy in Poland, Europe and worldwide

Wind energy remains one of the most important tools for building a modern, competitive, and low-carbon energy system. The scale of planned investments, the development of new technological and financial models, and the sector's growing importance for energy security mean that the coming years will be crucial for the future shape of the energy market in Poland and Europe.



**Lądowa energetyka
wiatrowa**
Uwarunkowania prawne

Onshore wind power
Legal conditions

1 Uwarunkowania prawne

Ustawa OZE

Podstawowym aktem prawnym regulującym rozwój lądowej energetyki wiatrowej w Polsce jest Ustawa z 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii¹ (dalej jako: Ustawa OZE).

Ustawa ta implementuje do polskiego porządku prawnego Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE².

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,

¹ T.j. Dz. U. z 2026 r. poz. 68.

² Dz.U. UE L. z 2009 r. Nr 140, s. 16 ze zm. Dyrektywa ta straciła moc 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, która kolejno została zmieniona Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z 18 października 2023 r., Dz.U. UE L. z 2023 r. poz. 2413 ze zm.

Legal conditions

RES Act

The primary legal act regulating the development of onshore wind energy in Poland is the Act of February 20, 2015, on Renewable Energy Sources¹ (hereinafter: the RES Act).

This Act transposes Directive 2009/28/EC of April 23, 2009, on the promotion of the use of energy from renewable sources, amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC² into Polish law.

The primary objectives underlying the entry into force of the RES Act were:

- to increase energy security and environmental protection through the effective use of renewable energy sources (hereinafter: RES);
- the rational use of RES, considering the implementation of Poland's long-term economic development policy, the fulfillment of obligations arising from international agreements, and the enhancement of the innovation and competitiveness of the national economy;
- developing mechanisms and instruments to support the generation of electricity, heat or cooling, as well as agricultural biogas in RES installations.

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

- the rules and conditions for conducting activities related to the generation of electricity from renewable energy sources, including wind energy;
- mechanisms and instruments supporting electricity generation in RES facilities, including an auction-based 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 facilities, i.e., the documents that do not confer property rights (as is the case with certificates of origin), but which constitute a voluntary instrument for supporting RES because they certify to the end consumer the environmental benefits resulting from the absence of greenhouse gas emissions and that the amount of electricity fed into the grid specified in the document was generated in RES facilities;
- financial penalties that the market regulator (the President of the Energy Regulatory Office) may impose on energy producers;

¹ I.e., Journal of Laws of 2026, item 68.

² OJ (EU) L 140 of 2009, p. 16, as amended. This Directive expired on July 1, 2021, and was replaced by Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of December 11, 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources, which was subsequently amended by Directive (EU) 2023/2413 of the European Parliament and of the Council of October 18, 2023, OJ EU L of 2023, item 2413, as amended.

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

Kwestie przyłączeniowe, a więc regulacje odnoszące się do przyłączania instalacji OZE do sieci energetycznej, nadal stanowią natomiast domenę Ustawy z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne³ (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 wiatrowych⁴, 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.

23 kwietnia 2023 r. weszła w życie długo wyczekiwana przez branżę lądowej energetyki wiatrowej Ustawa z 9 marca 2023 o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw⁵ (przy czym przepisy dotyczące włączenia mieszkańców gminy, na terenie której zlokalizowana ma być elektrownia wiatrowa, do katalogu prosumentów wirtualnych, wejdą w życie 20 października 2026 r.). Mocą tej nowelizacji wprowadzono, że chociaż lokalizacja i budowa elektrowni wiatrowych wciąż odbywa się na zasadzie 10H, to w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego może zostać ustalona inna odległość, nie mniejsza jednak niż 700 metrów.

Szerzej na temat Ustawy z 9 marca 2023 o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw w punkcie 3.2.1 niniejszej części tego opracowania.

2 Aspekty prawne systemu aukcyjnego i cPPA. Bankowość

2.1. Zasady wsparcia

System aukcyjny jest obecnie podstawowym mechanizmem wsparcia instalacji OZE. Zastąpił system świadectw pochodzenia na skutek przyjęcia zasady, że instalacje OZE, w których pierwsze wytworzenie energii elektrycznej nastąpiło po 1 lipca 2016 r., mogą skorzystać wyłącznie z systemu aukcyjnego. Jego wprowadzenie w Polsce

whereby, within the meaning of the RES Act, a RES facility would be, for example, a wind farm. This is because it constitutes a separate set of equipment used to generate energy from RES.

Connection issues, i.e., regulations regarding the connection of RES installations to the power grid, remain within the scope of the Act of April 10, 1997 – Energy Law³ (hereinafter: Energy Law). The RES Act, together with the supplementary provisions of the Energy Law collectively shape the legal framework for the operation of onshore wind energy in Poland.

It is impossible not to mention the Act of May 20, 2016, on investments in wind power plants⁴, which defines the conditions and procedures for the siting and construction of wind power plants. This Act has hindered the development of onshore wind energy by introducing the 10H rule, i.e., a ban on the construction of wind farms at a distance of less than 10 times the total height of the wind turbines from residential buildings, mixed-use buildings that include residential functions, as well as from nature conservation areas and promotional forest complexes.

On April 23, 2023, the Act of March 9, 2023, amending the Act on Investments in Wind Power Plants and Certain Other Acts, long awaited by the onshore wind energy industry, entered into force⁵ (however, the provisions regarding the inclusion of residents of the municipality where a wind farm is to be located in the catalog of virtual prosumers will enter into force on October 20, 2026). Under this amendment, it was established that although the siting and construction of wind farms still respects the 10H rule, the Local Spatial Development Plan (MPZP) may specify a different distance, provided it is not less than 700 meters.

For more details on the Act of March 9, 2023, amending the Act on Investments in Wind Power Plants and Certain Other Acts, see section 3.2.1 of this part of the study.

Legal aspects of the auction system and cPPA. Bankability

2.1. Support mechanisms

The auction system is currently the primary mechanism for supporting renewable energy installations. It replaced the system of certificates of origin following the adoption of the rule that renewable energy installations where the first generation of electricity occurred after July 1, 2016, may only participate in the auction system. Its introduction in Poland

³ T.j. Dz.U. z 2026 r. poz. 43.

⁴ T.j. Dz.U. z 2024 r. poz. 317.

⁵ Dz.U. z 2023 r. poz. 553.

³ Consolidated text: Journal of Laws of 2026, item 43.

⁴ Consolidated text: Journal of Laws of 2024, item 317.

⁵ Official Journal of 2023, item 553.

poprzedziła pozytywna decyzja Komisji Europejskiej z 13 grudnia 2017 r. uznająca tę formę pomocy publicznej za zgodną z rynkiem wewnętrznym⁶.

System jest przeznaczony dla instalacji OZE, a poziom wsparcia jest określany w drodze konkurencyjnego procesu aukcyjnego, w którym pomoc jest przyznawana 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 i którą również podaje się w ofercie.

Ustawą z 17 września 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw⁷ 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 Europejskiej⁸. 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 na aukcji w danym roku kalendarzowym, były ustalane przez Radę Ministrów w rozporządzeniu wydawanym do 31 października każdego roku. Zgodnie z art. 184h Ustawy OZE Rada Ministrów określa w rozporządzeniu⁹ maksymalne ilości i wartości energii elektrycznej, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji, na przyszłość, dla następujących po sobie lat kalendarzowych 2022–2027. Aktualnie zatem 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 przewi-

was preceded by a positive decision from the European Commission on December 13, 2017, recognizing this form of state aid as compatible with the internal market.⁶

The system is intended for renewable energy installations and the level of support is determined through a competitive auction process in which aid is granted in the form of a variable premium relative to the market price based on a contract for difference for a specified support period.

The main advantage of the auction system is its stability and predictability, which significantly facilitates investors' ability to secure external financing for the development of a wind farm. Stability is linked to a predetermined support period, which cannot exceed 15 years from the date of the first sale of electricity following the auction's closing (to date, this period has always been 15 years). Predictability, on the other hand, relates first to the electricity sales price, which applies throughout the entire support period and is derived from the winning bid and is then indexed annually to the inflation rate; and second, to the total amount of electricity to be sold under the auction system, which is also specified in the bid.

The Act of September 17, 2021, amending the Act on Renewable Energy Sources and certain other acts⁷, extended the support system's validity until June 30, 2047. This means, therefore, that auctions may be conducted until December 31, 2027. The above was approved by a decision of the European Commission⁸. The rules for determining the maximum quantities and values of electricity from RES have also been amended.

Previously, the maximum quantities and values of electricity that could be sold at an auction in a given calendar year were set by the Council of Ministers in a regulation issued by October 31 of each year. Pursuant to Article 184h of the RES Act, the Council of Ministers specifies in Regulation⁹ the maximum quantities and values of electricity that may be sold through auctions in the future, for the consecutive calendar years 2022–2027. Therefore, there is currently no need to issue separate regulations for individual calendar years.

The RES Act also guarantees support by limiting the possibility of changing the electricity volumes specified for individual calendar years. The Council of Ministers has the authority to amend these volumes only by increasing

⁶ Decyzja Komisji Europejskiej nr SA.43697 (2015/N) z 13 grudnia 2017 r.

⁷ Dz.U. z 2021 r. poz. 1873.

⁸ Decyzja Komisji Europejskiej nr SA.64713 z 30 listopada 2021 r.

⁹ Rozporządzenie Rady Ministrów z 27 września 2022 r. w sprawie maksymalnych ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji w poszczególnych następujących po sobie latach kalendarzowych 2022–2027 (Dz.U. z 2022 r. poz. 2085).

⁶ European Commission Decision No. SA.43697 (2015/N) of December 13, 2017.

⁷ Journal of Laws of 2021, item 1873.

⁸ European Commission Decision No. SA.64713 of November 30, 2021.

⁹ Regulation of the Council of Ministers of September 27, 2022, on the maximum quantities and values of electricity from renewable energy sources that may be sold through auctions in each of the consecutive calendar years 2022–2027 (Journal of Laws of 2022, item 2085).



Agnieszka Płaska

Prezes zarządu WPD Polska
CEO of WPD Polska

WPD w Polsce rozwija dziś portfel projektów w sposób selektywny i zdyscyplinowany biznesowo. Celem nie jest budowanie wrażenia skali za wszelką cenę, lecz rozwój jakościowego portfela w naszym kraju. Dążeniem spółki jest, aby w procesie dewelopmentu utrzymywać portfel złożony z około 700 MW w wietrze i 700 MW w fotowoltaice. Coraz częściej są to projekty hybrydowe, a wszystkie nowe przedsięwzięcia od początku powstają z uwzględnieniem magazynów energii. Jednocześnie każda inwestycja w naszym portfelu musi się po prostu obronić ekonomicznie.

Patrzmy na rynek realistycznie. W miejscach, gdzie przestrzenie i środowiskowo jest to możliwe łączymy wiatr, PV i magazyn energii, a dla istniejących aktywów dołączamy kolejne projekty w technologii cable pooling. Dziś magazyny są dla nas ważnym kierunkiem i elementem przyszłości systemu elektroenergetycznego, jednak ich opłacalność nadal zależy od kształtu rynku, dostępności usług sieciowych i odpowiednich możliwości finansowania.

Znaczące i nowe wyzwania widzimy dziś w szczególności w fotowoltaice. To już nie jest rynek, na którym można pozwolić sobie na błędy czy zbyt optymistyczne założenia. Walczy się o każde przysłowiowe „euro”, a opłacalność silnie zależy od odległości od punktu przyłączenia, zmieniających się dynamicznie kosztów budowy infrastruktury, cen energii elektrycznej w tym cen ujemnych, redysponowania i coraz bardziej wymagających modeli pracy instalacji. Do tego doszedł poważny problem społeczny: spadek zaufania do inwestorów. Złe doświadczenia właścicieli nieruchomości z częścią deweloperów doprowadziły do pogorszenia relacji na poziomie lokalnym i utrudniły proces zabezpieczania gruntów, zwiększając jednocześnie oczekiwania finansowe ich właścicieli. To pokazuje, jak bardzo ważny jest wybór odpowiedniej i odpowiedzialnej firmy do długoterminowego partnerstwa.

Równocześnie transformacja energetyczna w Polsce wciąż zderza się z barierami administracyjnymi i regulacyjnymi. Z jednej strony wszyscy zgadzamy się, że projekty „zombie” powinny zniknąć z systemu, gdyż blokują dostęp do sieci dla inwestycji rozwijanych z troską przez sporą część inwestorów. Z drugiej jednak strony proponowane przez rząd i organy administracji publicznej warunki i terminy w zderzeniu z wymogami i rygorami z jakimi spotykają się firmy w praktyce mogą uderzyć także w projekty realne, które nie są w stanie przejść ścieżki administracyjnej w obecnych warunkach. Problemem nie jest tylko brak rzetelności po stronie inwestorów, jak często zarzucane jest to branży OZE, lecz także przewlekłość postępowań wynikająca nie raz ze sporych niedoborów kadrowych w samej administracji. Bardzo dużym ograniczeniem w dynamicznym rozwoju inwestycji ekologicznych w Polsce jest brak porozumienia międzyresortowego, w którym to zaakceptowanie jednocześnie rygorów środowiskowych stawianych przez RDOŚ z ograniczeniami przestrzennymi, takimi jak odległości od linii energetycznych, strefy lotnicze, brak zgód rolnych z jednoczesnym rozwojem projektów tylko w tych miejscach, gdzie operatorzy chcieliby rozwijać sieci, staje się bardzo często niemożliwe. Nie przyspieszymy transformacji energetycznej i nie obniżymy cen energii w naszym kraju jedynie poprzez skracanie inwestorowi czasu na realizację jego zadań. Za tym wszystkim musi podążać cała administracja od szczebla rządowego do oddziałów terenów administracji samorządowej, a więc urzędy i pozostałe instytucje.

Dlatego potrzebujemy dziś nie tylko zmian przepisów, ale przede wszystkim lepszej koordynacji między resortami, operatorami, administracją lokalną i branżą.

WPD in Poland is currently developing its project portfolio in a selective and business-disciplined manner. The aim is not to create an impression of scale at any cost, but to develop a high-quality portfolio in our country. The company's objective is to maintain a portfolio comprising approximately 700 MW of wind power and 700 MW of solar power during the development process. Increasingly, these are hybrid projects, and all new ventures are designed from the outset to incorporate energy storage. At the same time, every investment in our portfolio simply has to make economic sense.

We take a realistic view of the market. Where spatial and environmental conditions allow, we combine wind, PV and energy storage, and for existing assets we add further projects using cable pooling technology. Today, energy storage is an important focus for us and a key element of the future power system, though its viability still depends on market conditions, the availability of grid services and suitable financing options.

We see significant new challenges today, particularly in photovoltaics. This is no longer a market where one can afford to make mistakes or rely on overly optimistic assumptions. Every proverbial “euro” is being fought over, and profitability depends heavily on the distance from the connection point, rapidly changing infrastructure construction costs, electricity prices (including negative prices), reallocation, and increasingly demanding operational models for installations. Added to this is a serious social problem: a decline in trust in investors. Bad experiences of property owners with some developers have led to a deterioration in relations at the local level and hampered the process of securing land, whilst simultaneously raising the financial expectations of landowners. This highlights just how important it is to choose a suitable and responsible company for a long-term partnership.

At the same time, the energy transition in Poland continues to face administrative and regulatory barriers. On the one hand, we all agree that “zombie” projects should be removed from the system, as they block access to the grid for investments being developed with care by a significant number of investors. On the other hand, however, the conditions and deadlines proposed by the government and public administration bodies, when pitted against the requirements and rigors that companies face in practice, may also impact viable projects that are unable to navigate the administrative process under current conditions. The problem is not merely a lack of reliability for investors, as is often leveled against the renewable energy sector, but also the protracted nature of proceedings, often resulting from significant staff shortages within the administration itself. A major constraint on the dynamic development of green investments in Poland is the lack of inter-ministerial agreement, whereby the environmental requirements set by the Regional Directorates for Environmental Protection (RDOŚ) are reconciled with spatial restrictions – such as distances from power lines and aviation zones – the lack of agricultural consents, whilst simultaneously developing projects only in those locations where operators wish to expand their networks, very often becomes impossible. We will not accelerate the energy transition nor reduce energy prices in our country merely by shortening the time available to investors to carry out their tasks. All of this must be supported by the entire administration, from the government level down to local government branches, i.e., offices and other institutions.

That is why today we need not only changes to the regulations but above all, better coordination between ministries, operators, local government, and the industry.

dzianej ilości i wartości energii elektrycznej. Przy określaniu powyższych parametrów Rada Ministrów bierze pod uwagę m.in. politykę energetyczną państwa, bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, potrzebę ochrony środowiska naturalnego, cele gospodarcze i społeczne, w tym udział wykorzystywanych technologii do wytwarzania energii lub paliw z odnawialnych źródeł energii w tworzeniu nowych miejsc pracy, oraz potrzebę efektywnego wykorzystania energii pierwotnej uzyskanej w wyniku jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej, ciepła, chłodu lub paliw pochodzących ze źródeł odnawialnych. Rada Ministrów do tej pory nie korzystała z tego uprawnienia.

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 przeznaczone dla istniejących instalacji, pomoc w ramach systemu świadectw pochodzenia dobiega końca.

Ustawa OZE przewiduje, że wsparcie w postaci świadectw pochodzenia przysługuje przez kolejne 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 odpowiednim 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. Jednocześnie nie jest ona z góry znana – ceny praw majątkowych wynikających z zielonych certyfikatów zmieniają się w czasie.

the specified quantity and value of electricity. When determining these parameters, the Council of Ministers considers, among other things, the state's energy policy, the operational security of the power system, the need to protect the environment, economic and social objectives – including the contribution of technologies used to generate energy or fuels from renewable energy sources to the creation of new jobs – and the need for the efficient use of primary energy obtained through the simultaneous production of electricity, heat, cooling, or fuels from renewable sources. To date, the Council of Ministers has not exercised this authority.

2.2. Certificate of origin system

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

Following the adoption of the auction system as the primary support model, the system of certificates of origin has indeed been maintained, but it is being phased out due to the inability of new installations to enter the system and the gradual exit of existing installations after the completion of the 15-year support period. This is because only those RES installations in which electricity was first generated before July 1, 2016 may use it. It is worth noting that installations that were previously covered by the certificate of origin system may transition to the auction system. If they win auctions designated for existing installations, support under the certificate of origin system comes to an end.

The RES Act stipulates that support in the form of certificates of origin is available for the next 15 years, but no longer than until December 31, 2035, with this period calculated from the date the electricity was first generated.

This is the so-called quantitative support mechanism for electricity production from RES, meaning that RES producers receive corresponding 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 upon the producer's request. Subsequently, the certificates of origin may be registered in the relevant registry maintained by the Polish Power Exchange (Towarowa Giełda Energii S.A.). Certificates of origin – or, more precisely, the property rights arising from them – may be traded.

A key difference from the auction system is that, as a rule, the level of support (in the form of green certificate prices) is the same for all renewable energy producers, regardless of the type of source or the size of the installation. At the same time, it is not known in advance – the prices of the property rights arising from green certificates fluctuate over time.

Z kolei popyt jest zagwarantowany przez ustawy obowiązujące (spoczywający głównie na odbiorcach przemysłowych i przedsiębiorstwach energetycznych, które sprzedają energię elektryczną odbiorcom końcowym) nabycia i przedstawienia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do umorzenia określonej ilości zielonych certyfikatów. W przeciwnym razie, a więc w sytuacji braku dokonania ich zakupu w wymaganej ilości, dany podmiot musi uiścić tzw. opłatę zastępczą. Niedopełnienie tych obowiązków jest obwarowane karą pieniężną nakładaną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Sprzedaż świadectw pochodzenia jest więc dodatkowym, w stosunku do ceny sprzedaży energii elektrycznej, źródłem dochodu dla wytwórcy energii elektrycznej z instalacji OZE.

Wysokość obowiązku umorzenia zielonych certyfikatów, a więc minimalnego udziału energii z OZE potwierdzonego świadectwami pochodzenia, jest corocznie określana w rozporządzeniu ministra właściwego ds. klimatu. W pierwotnym projekcie na lata 2025–2027 planowano jego stopniowe obniżenie: 12,5% w 2025 r., 12% w 2026 r. oraz 11,5% w 2027 r. Ostatecznie jednak, po konsultacjach społecznych, zdecydowano się na niższy poziom – 9% obowiązku umorzenia zielonych certyfikatów w latach 2026–2028¹⁰.

2.3. Aukcyjny system wsparcia

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 elektrownie wiatrowe konkurują z instalacjami fotowoltaicznymi zarówno w koszyku do 1 MW, jak i powyżej 1 MW. Jak pokazuje jednak praktyka, koszyk aukcyjny dla instalacji do 1 MW nie cieszy się zainteresowaniem podmiotów realizujących projekty wiatrowe – od lat bowiem oferty składane w tym koszyku dotyczą tylko instalacji fotowoltaicznych.

Do aukcji mogą przystąpić wytwórcy, którzy posiadają ważne zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji wydane

In turn, demand is guaranteed by a statutory obligation (imposed primarily on industrial consumers and energy companies that sell electricity to end-users) to purchase and submit to the President of the Energy Regulatory Office for redemption a specified quantity of green certificates. Otherwise, that is, in a situation when the required quantity is not purchased, the entity in question must pay a so-called substitution fee. Failure to comply with these obligations is subject to a financial penalty imposed by the President of the Energy Regulatory Office. The sale of certificates of origin is therefore an additional source of income for the electricity producer from renewable energy sources, in addition to the sale price of electricity.

The amount of the obligation to redeem green certificates – that is, the minimum share of energy from RES confirmed by certificates of origin – is determined annually in a regulation issued by the minister responsible for climate. The original draft for 2025–2027 called for a gradual reduction: 12.5% in 2025, 12% in 2026, and 11.5% in 2027. Ultimately, however, following public consultations, a lower level was decided upon – a 9% obligation to retire green certificates in 2026–2028.¹⁰

2.3. Auction support system

To supplement the information presented in section 2.1, it is worth noting that the auctions are held at least once a year, separately for the so-called auction baskets specified in the RES Act, covering a given type and size of RES installation. From the perspective of onshore wind energy, two auction baskets are particularly important, namely:

- those covering installations that use onshore wind energy or solar energy to generate electricity, with a total installed electrical capacity of no more than 1 MW, and
- covering installations that use onshore wind or solar energy to generate electricity with a total installed electrical capacity exceeding 1 MW.

In practice, this means that within a given auction, wind power plants compete with photovoltaic installations in both the up to 1 MW and over 1 MW categories. However, as practice shows, the auction basket for installations up to 1 MW does not attract interest from entities implementing wind projects – for years, bids submitted in this basket have concerned only photovoltaic installations.

Generators may participate in the auction if they hold a valid certificate of admission to the auction issued by the President of the Energy Regulatory Office and provide a bank guarantee or pay a deposit of PLN 60 per 1 kW of installed capacity of the proposed renewable energy installation. The

¹⁰ Rozporządzenie Rady Ministrów z 27 września 2022 r. w sprawie maksymalnych ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji w poszczególnych następujących po sobie latach kalendarzowych 2022–2027 (Dz.U. z 2022 r. poz. 2085).

¹⁰ European Commission Decision No. SA.64713 of November 30, 2021.

przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki oraz ustanowić gwarancję bankową bądź wpłacić 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 prawomocnej decyzji o pozwoleniu na budowę.

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.

Przy czym warunki przyłączenia lub umowa o przyłączenie i pozwolenie na budowę muszą być ważne jeszcze co najmniej 6 miesięcy od dnia złożenia wniosku. Termin ważności zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji nie może być dłuższy niż okres ważności tych dokumentów.

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 złotych, 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 ds. 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

deposit or guarantee is then refundable within 30 days of the auction's conclusion if the bid was not successful, or – if the bid was successful – within 90 days of the generator fulfilling the obligation to make the first sale of electricity generated by the facility under the auction system.

Obtaining a certificate of admission to the auction is preceded by a prequalification procedure conducted by the President of the Energy Regulatory Office. This involves verifying whether the RES installation intending to participate in the auction is ready for implementation. Readiness for implementation is conditional upon:

- having grid connection terms or a signed connection agreement,
- possession of a valid building permit.

Additionally, the producer should attach a material and financial schedule for its implementation and a diagram of the installation indicating the equipment used for electricity generation and the equipment used for power transmission.

However, the connection conditions or connection agreement and the building permit must remain valid for at least 6 months from the date of submission of the application. The validity period of the certificate of admission to the auction may not exceed the validity period of these documents.

The auction date should be announced by the President of the Energy Regulatory Office no later than 30 days before the auction begins. The announcement specifies not only the date but also the maximum quantity and value of electricity that may be sold in a given auction. This is essential information for a generator intending to participate in the auction. The auction bid should, in addition to the details of the entity submitting it, include, among other things, the identification of the renewable energy installation (including its location, type, and installed electrical capacity), the total amount of electricity expressed in MWh, and the price, expressed in PLN, at which the bidder undertakes to sell this energy within the auction system during the period specified 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 by way of a regulation. The reference price is determined annually for specific technologies (and power ranges) and should consider, among other things, the capital expenditures required for the development and construction of the relevant installations as well as their operating expenses.

The auction is conducted electronically via the Online Auction Platform. This platform is also used by generators to submit bids. The auction is won by generators who have offered the lowest price and whose bids, in total, have not exceeded 100% of the value or quantity of electricity

energii elektrycznej określonej w ogłoszeniu o aukcji i 80% ilości energii elektrycznej objętej wszystkimi ofertami. W praktyce oznacza to, że bez względu na wyczerpanie ofertami wolumenu dostępnego w danej aukcji, 20% wolumenu objętego wszystkimi ofertami musi przegrać. W regule tej chodzi zatem o to, by zapewnić konkurencyjność aukcji, szczególnie w takich przypadkach, gdy oferty zgłoszone w danej aukcji nie wyczerpują całego wolumenu dostępnego w tej aukcji. Jeżeli kilku wytwórców zaofiarowało 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 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 (indeks TGeBase, będący średnią arytmetyczną ze średnich ważonych cen godzinowych danej doby) jest niższa niż cena wskazana w ofercie aukcyjnej. 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 opisanego wyżej indeksu TGeBase, 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.

Z kolei jeśli 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 3-letniego okresu rozliczenia – jeśli na koniec okresu rozliczenia wciąż zostanie nadwyżka, wytwórca ma obowiązek dokonać jej zwrotu na rzecz operatora rozliczeń w terminie do 6 miesięcy od zakończenia 3-letniego okresu rozliczeniowego (do dnia 16 października 2022 r. rozliczenie dodatniego salda nastąpiło w związku z upływem całego okresu wsparcia¹¹).

Ważną funkcję w ramach aukcyjnego systemu wsparcia pełni operator rozliczeń. Rolę tę odgrywa Zarządca Rozliczeń S.A. – celowa spółka Skarbu Państwa. Zarządca Rozliczeń S.A. nie tylko dokonuje weryfikacji wniosków o wypłatę ujemnego

specified in the auction notice and 80% of the quantity of electricity covered by all bids. In practice, this means that regardless of whether the volume available in a given auction is exhausted by bids, 20% of the volume covered by all bids must be rejected. The purpose of this rule is therefore to ensure the competitiveness of the auction, particularly in cases where the bids submitted in a given auction do not exhaust the entire volume available in that auction. If several generators have offered the same selling price and the amount of electricity declared for production exceeds the volume specified in the auction announcement, the order in which the bids were submitted is decisive.

The President of the Energy Regulatory Office publishes the auction results within 21 days of the auction's closure. Winning the auction guarantees the generator the right to support for a period of 15 years from the date of the first sale of electricity following the closure of the auction, but no later than June 30, 2047.

The support consists of guaranteeing the generator a fixed selling price for the electricity generated at a given facility. The mechanism works as follows: the producer sells electricity on the market and may then apply for a price adjustment to the price set in the winning auction bid – if the market price (the TGeBase index, which is the arithmetic mean of the weighted average hourly prices for a given day) is lower than the price specified in the auction bid. This mechanism provides for the so-called right to cover a “negative balance.” The negative balance is calculated based on the difference between the net value of electricity sales in a given month, using the TGeBase index described above, and the value of that electricity determined based on the price included in the winning generator's bid, adjusted for inflation. The negative balance is paid to the generator by the settlement operator within 30 days of receiving the relevant request.

Conversely, if electricity prices on the Polish Power Exchange are higher than the price set in the winning auction bid (considering indexation), then we are dealing with a so-called positive balance. The positive balance is used for the ongoing settlement (offset) of the negative balance. Currently – following the introduction of a 3-year settlement period – if a surplus remains at the end of the settlement period, the generator is required to refund it to the settlement operator within 6 months of the end of the 3-year settlement period (until October 16, 2022, the settlement of the positive balance occurred in connection with the expiration of the entire support period¹¹).

The settlement operator plays a key role within the auction-based support system. This role is fulfilled by Zarządca Rozliczeń S.A. – a special-purpose company of the State Treasury. Zarządca Rozliczeń S.A. not only verifies

¹¹ Przepisy w tym zakresie zmieniono Ustawą z 17 września 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2021 r. poz. 1873).

¹¹ The relevant provisions were amended by the Act of September 17, 2021, amending the Act on Renewable Energy Sources and certain other acts (Journal of Laws of 2021, item 1873).

saldo 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 się okaże, 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:

- urządzenia, które wchodziły 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 licząc od dnia, w którym obowiązek stał się wymagalny;
- 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 kalendarzowych okresu wsparcia pod rygorem nałożenia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki administracyjnej kary pieniężnej, jeśli ilość ta w danym okresie okaże się mniejsza niż 85% ilości energii określonej w ofercie.

W związku z epidemią COVID-19 do Ustawy OZE wprowadzono wyjątek od obowiązku pierwszego i drugiego z trzech powyżej wymienionych, 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

applications for the payment of negative balances and settles positive balances but also ensures the stability of the support system. Its task is to collect from the transmission system operator the funds accumulated from the RES fee (a fee related to ensuring the availability of energy from renewable sources in the national power system, collected mainly from end-users and allocated to cover the negative balance), and if it turns out that these funds are insufficient to cover the negative balance, it is obligated, among other things, to incur debt to cover it.

Winning the auction entails three key obligations for the producer, which they should keep in mind:

- the equipment comprising a given onshore wind power installation must not be older than 33 months immediately preceding the date of the first generation of electricity at that installation; the age of the equipment is determined, for example, based on the nameplates affixed to it;
- the first sale of electricity under the auction system – i.e., after the facility has been commissioned and a license to generate electricity has been obtained – must take place no later than 33 months after the closing date of the auction session; failure to comply with this obligation entails not only the loss of the deposit or the risk of the bank guarantee being enforced (depending on the chosen form of security), but above all the exclusion of the project from the auction system for the next 3 years, counting from the date on which the obligation became due;
- the generator is also required to sell, within the auction system, the volume of electricity specified in the bid, and this obligation is settled at the end of each full 3-year calendar period of support, under penalty of an administrative fine imposed by the President of the Energy Regulatory Office if the quantity in a given period turns out to be less than 85% of the energy quantity specified in the offer.

In connection with the COVID-19 pandemic, an exception was introduced to the RES Act regarding the first and second of the three obligations mentioned above, which allowed generators to extend, respectively, the age of the equipment and the deadline for the first sale of electricity under the auction system if the delay (in the delivery of equipment and components necessary for the construction of the installation, or in the implementation of the investment, its acceptance and commissioning, or in obtaining a license) was caused by a state of epidemic threat or a state of epidemic. The decision in this matter was issued by the President of the Energy Regulatory Office at the producer's request, and the maximum extension period was 18 months¹² (previously it was 12 months). Due to the lifting of the state of epidemic threat pursuant to the Regulation of the Minister of Health of June 14, 2023, on the lifting of the state of epidemic threat

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.).

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

obszarze Rzeczypospolitej Polskiej stanu zagrożenia epidemicznego¹³ z 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)

Deweloperzy 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 definiować model finansowy i zapewnić źródło spłaty finansowania zaciągniętego przez wytwórcę na budowę instalacji OZE. W konsekwencji umowy cPPA zawierane są jeszcze przed wybudowaniem danej instalacji. Fakt ten będzie w dużym stopniu determinował treść poszczególnych postanowień umowy cPPA, szczególnie co do wymogów względem statusu finansowego odbiorcy (kupującego), momentu zawarcia umowy i czasu jej trwania, warunków dla jej wejścia w życie, podstaw do jej wcześniejszego rozwiązania, podstaw i zasad odpowiedzialności stron, w tym kar umownych oraz instrumentów zabezpieczających wykonanie umowy. Ważnym tematem z perspektywy finansowania są także ujemne ceny energii elektrycznej na rynku spot i sposób odzwierciedlenia tego faktu w umowie cPPA.

Definicja cPPA została wprowadzona do polskiego prawa 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. Praktyka wyróżnia natomiast dwa zasadnicze modele umów cPPA: fizyczny oraz wirtualny.

in the territory of the Republic of Poland¹³, as of July 1, 2023, obtaining such an extension is no longer possible.

Exceptions to the third obligation are also permitted, which should be considered in favor of the generator if the generator remained on standby to generate energy but faced restrictions related, among other things, to legal regulations, the need to ensure the operational safety of the power grid, a power system failure, force majeure, and the occurrence of a sudden and unforeseen technical failure of the relevant facility.

2.4. Corporate Power Purchase Agreements (cPPAs)

Renewable energy plant developers are increasingly viewing corporate power purchase agreements (cPPAs) as an alternative to the auction-based support system. This is because long-term cPPAs can serve as a key element in the financing of renewable energy plants by banks or financial institutions under the so-called project finance model. This approach assumes that the cPPA – or, more specifically, the cash flows of the generator defined under it – is intended to define the financial model and ensure a source of repayment for the financing obtained by the generator to build the renewable energy facility. Consequently, cPPAs are concluded even before the facility is built. This fact will largely determine the content of the specific provisions of the cPPA, particularly regarding requirements concerning the financial status of the offtaker (buyer), the timing of the agreement's conclusion and its duration, the conditions for its entry into force, the grounds for its early termination, and the grounds and rules governing the parties' liability, including contractual penalties and instruments securing the performance of the agreement. Another important issue from a financing perspective is negative electricity prices on the spot market and how this is reflected in the cPPA.

The definition of a cPPA was introduced into Polish law relatively recently¹⁴. Under the Energy Law, a contract for the sale of electricity generated from renewable energy sources may be concluded directly between the producer and the offtaker, and the transmission of the electricity covered by this contract may take place:

- under a transmission or distribution service agreement, provided that the parties to such an agreement have previously been connected to the grid, or
- via a direct line.

The above definition applies exclusively to a so-called physical cPPA. In practice, however, two basic models of cPPA contracts are distinguished: physical and virtual.

¹³ Dz.U. z 2023 r. poz. 1118.

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).

¹³ Journal of Laws of 2023, item 1118.

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

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 przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną (spółka 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 rolniczego (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 poniesieniem dodatkowego kosztu przez wytwórcę, z reguły zatem będzie miało wpływ na cenę energii elektrycznej, jaką wytwórca może zaoferować. Zawarcie fizycznej umowy cPPA podlega także:

- obowiązkowi informacyjnym płynącym 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;
- w niektórych przypadkach 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).

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, co odbywa się do niezależnie od zawartej umowy vPPA. Przedmiotem vPPA jest rozliczenie finansowe, które z prawnego punktu widzenia stanowi instrument finansowy w rozumieniu ustawy o obrocie instrumentami finansowymi, a konkretnie – kontrakt na różnicę. Rozliczenie stron odbywa się w odniesieniu do wybranego instrumentu bazowego, np. cen ustalonych na Rynku Dnia Następnego prowadzonego przez Towarową Giełdę Energii S.A. i ustaloną przez strony cenę energii elektrycznej, z uwzględnieniem ustalonego wolumenu energii elektrycznej. 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 elek-

A physical cPPA assumes that the generator sells electricity from a renewable energy source (RES) facility to the offtaker, with its physical delivery via power grids and the transfer of ownership of that electricity. The buyer may be either an end-user, i.e., one who purchases electricity for their own use, or an energy company engaged in the business of electricity trading (a trading company). If a producer sells electricity directly to an end consumer, they must comply with the obligation to obtain certificates of origin (green certificates) and certificates of origin for agricultural biogas (except for sales to so-called industrial consumers as defined by the RES Act), as well as energy efficiency certificates (white certificates) and submitting them for redemption to the President of the Energy Regulatory Office. This entails additional costs for the producer and will therefore generally affect the price of electricity the producer can offer. The conclusion of a physical cPPA is also subject to:

- the reporting obligations under the Energy Law – within one month of the date of conclusion of such an agreement, the producer must notify the President of the Energy Regulatory Office of its conclusion, the parties, the quantity and price of the electricity covered by the agreement, the location and type of renewable energy source from which the electricity was generated, and the term for which the agreement was concluded;
- in certain cases, reporting pursuant to Regulation (EU) No. 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of October 25, 2011, on wholesale energy market integrity and transparency (the so-called REMIT) and Commission Implementing Regulation (EU) No. 1348/2014 of December 17, 2014, on data reporting implementing Article 8(2) and (6) of Regulation (EU) No. 1227/2011 of the European Parliament and of the Council on wholesale energy market integrity and transparency (the so-called REMIT Implementing Regulation).

In contrast, in the virtual cPPA model, known as a vPPA, there is no actual sale of electricity involving physical delivery between the parties. This model therefore assumes that the generator sells electricity on the market, e.g., to a trading company, and the customer purchases electricity on the market, e.g., from a trading company, which takes place independently of the concluded vPPA. The subject of a vPPA is a financial settlement, which, from a legal standpoint, constitutes a financial instrument within the meaning of the Act on Trading in Financial Instruments, specifically a contract for difference. Settlement between the parties is based on a selected underlying instrument, e.g., prices determined on the Day-Ahead Market operated by the Polish Power Exchange and the electricity price agreed upon by the parties, considering the agreed volume of electricity. This agreement therefore constitutes an instrument that essentially corresponds to an auction-based RES support system. This also illustrates the function that vPPAs serve from the perspective of the generator and the buyer. They are a hedging instrument that secures a fixed electricity

trycznej 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). Dodatkowym przedmiotem umów PPA (tak w modelu fizycznym, jak i wirtualnym) jest także sprzedaż gwarancji pochodzenia. Gwarancje pochodzenia stanowią poświadczenie tego, że energia elektryczna (wyrażona w MWh) została wytworzona z odnawialnych źródeł energii.

Umowy cPPA można także rozróżnić pod kątem wolumenu energii elektrycznej będącej przedmiotem sprzedaży (w przypadku fizycznej umowy cPPA) bądź do którego będzie się odnosiło rozliczenie finansowe (w przypadku vPPA). Zarówno fizyczna, jak i wirtualna umowa cPPA może odnosić się do całego/oznaczonej części 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. Ponośnienie ryzyka ma przełożenie na cenę, którą wytwórca może zaoferować kupującemu. Praktyka pokazuje, że pojawiają się też modele *pay as consumed*, w której odbiorca płaci wyłącznie za taki wolumen energii elektrycznej, jaki został przez niego skonsurowany. Ten ostatni model jest jednak stosunkowo rzadki.

W ostatnim czasie, w związku z coraz częściej występującymi na rynku ujemnymi cenami energii elektrycznej, a więc takim zjawiskiem, w którym cena energii elektrycznej na rynku spot spada poniżej 0 PLN/MWh, jednym z kluczowych zagadnień negocjowanych przez strony długoterminowych umów cPPA są zasady rozliczeń i wykonywania umowy w takich okresach.

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 przypadku możliwe jest na podstawie przyszłych prognozowanych przepływów finansowych inwestycji oraz jej aktualnych i przyszłych aktywów stanowiących 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

price for the duration of the contract, protecting the parties from market fluctuations in electricity prices. vPPAs are subject to reporting under Regulation (EU) No. 648/2012 of the European Parliament and of the Council of July 4, 2012, on OTC derivatives, central counterparties, and trade repositories (EMIR). An additional subject of PPA agreements (in both the physical and virtual models) is the sale of guarantees of origin. Guarantees of origin certify that the electricity (expressed in MWh) was generated from renewable energy sources.

cPPAs can also be distinguished based on the volume of electricity being sold (in the case of a physical cPPAs) or the volume to which financial settlement will apply (in the case of a vPPA). Both physical and virtual cPPAs may cover the entire volume or a specified portion of the electricity generated at a given renewable energy facility (the so-called *pay-as-produced* model) or involve the sale and settlement of a volume predetermined by the parties (the so-called *baseload* model). The difference between these models boils down to the allocation of volume risk to a specific party to the contract. In the case of the *pay-as-produced* model, the risk of the volume and the electricity generation profile of a given RES facility is borne by the consumer, while in the case of the *baseload* model, it is the generator's risk. The assumption of risk translates into the price that the generator can offer the buyer. Practice shows that *pay as consumed* models are also emerging, in which the consumer pays only for the volume of electricity they have actually consumed. However, this latter model is relatively rare.

Recently, due to the increasing frequency of negative electricity prices on the market – a phenomenon in which the spot market price of electricity falls below 0 PLN/MWh – one of the key issues negotiated by the parties to long-term cPPA agreements is the rules for settlement and contract performance during such periods.

2.5. Legal aspects of project bankability and loan agreements

Project finance is the dominant form of financing for renewable energy investments. The advantage of this type of financing is the ability to provide it to a special-purpose vehicle (SPV) implementing the investment project despite the lack of creditworthiness at that stage. In such cases, financing can be granted based on the investment's projected future cash flows and its current and future assets serving as collateral for the financing.

Granting financing through *project finance* allows investors to effectively deploy funds by financing only a portion of the investment costs with their own capital and supplementing the remaining portion with funds from a loan. This type of

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 będzie generował 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) – 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 opierających swoje przyszłe przepływy o długoterminowe umowy 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

finansowania) również na racjonalne zarządzanie ryzykiem poprzez współdzielenie go w uzgodnionych proporcjach z instytucją finansową.

One of the cornerstones of *project finance* is the absence of recourse against the investor (regarding repayment of the loan granted to the project company) in the event of the project's failure. This means that the investor's liability to the financial institution for the debt incurred by the project company under its control remains limited to the amount of the initial capital invested by the investor. Depending on the project costs, project financing costs, and the projected cash flows the project will generate after completion, the ratio of the investor's equity contribution to the amount of financial debt that can be obtained will typically range from 20–35% (equity) to 80–65% (debt).

Since financing without recourse to the investor means that the financial institution may seek sources of loan repayment solely in the future projected cash flows of the investment being carried out and its assets, and at the same time cannot demand debt repayment from an entity with a historically reliable and strong financial position (as a rule, support from guarantors or sureties with a sufficient balance sheet is not required), any financial investment under this structure will require a prior detailed technical, legal, financial, insurance, and environmental audit, commissioned by financial institutions to identify potential risks to the timely completion of the project, the possibility of increased project implementation costs, the continuity of operational activities, and the assurance of stable future cash flows from electricity sales.

The solution preferred by financial institutions is the neutrality/transparency of the borrower (project company) and the project being implemented with regard to project risks. This objective is typically achieved through the application of the so-called risk-push-down method. This means that the risks identified during the aforementioned audits are, to the extent possible, allocated by the borrower (project company) among key contractors, such as the turbine supplier, the earthworks contractor, the electrical infrastructure contractor, insurers, or the electricity purchaser – the latter in the case of projects which base their future cash flows on long-term cPPA electricity purchase agreements.

As an example: the risk identified during the legal audit of having to pay a contractual penalty to the electricity purchaser due to delays in electricity delivery caused by a contractor's default should be contractually allocated by the borrower to the relevant contractor or contractors (the turbine supplier, the earthworks contractor, etc.), who

turbin, wykonawcy robót zmiennych itd.), który za to ryzyko odpowiada i który je kontroluje. W konsekwencji kredytobiorca w zakresie przyjętego początkowo ryzyka zapłaty kary umownej z tytułu opóźnienia wobec nabywcy energii powinien 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 przełamanie 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).

Co do zasady instytucje finansowe warunkują wypłatę finansowania uzyskaniem przez projekt statusu „gotowy do budowy” (ang. *ready to build*; *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

is responsible for and controls that risk. Consequently, the borrower should remain neutral with respect to the initially assumed risk of paying a contractual penalty to the energy purchaser for delays and should contractually channel this risk to the contractors (who control this risk and are ultimately responsible for it) through appropriate provisions in the contract or in an amendment to the turbine supply contract, the earthworks contract, or other relevant contractor agreements.

Risks for which no party is liable or those for which none of the contracting parties can assume liability due to their nature, should be covered by insurance. Examples include risks related to force majeure or risks concerning required permits (e.g., the risk of their being challenged).

The optimal solution is to conclude key project agreements around the same time to enable a smooth allocation of all contractual risks among the contractors. The consequence of the inability to allocate (absorb) a specific risk by the contractor responsible for it, and simultaneously the inability to insure it, may result within the project financing sphere in a breach of the no-recourse principle vis-à-vis the investor and the necessity to provide conditional financial support in the form of a guarantee, surety, or another support instrument granted by an entity with a strong and stable financial position acceptable to the financing institution (investor).

Given that, as a general rule, the collateral for project finance consists of all assets belonging to the company implementing the project, as well as all cash flows related to the project (including future and contingent ones), it is essential for the borrower's ability to secure financing to ensure that all assets owned by the borrower, including movable property, real estate, rights, and cash flows, may be subject to security interests (pledges, mortgages, or assignments of claims) in favor of the financing institutions. In this regard, contractual provisions in the agreements with counterparties regarding the prohibition of assignment (transfer) should include exceptions in favor of the project's financing institutions. Obviously, all assets and cash flows belonging to the borrower must remain free of any encumbrances (pledges, assignments, mortgages) in favor of third parties (i.e., entities other than the project's financing institutions).

As a rule, financial institutions make the disbursement of financing contingent upon the project obtaining a *ready-to-build (RtB)* status. This means that a legal due diligence review commissioned by the financial institution should confirm the finality of the building permits, the absence of any possibility of challenging them or a remote risk of such a challenge (any deficiencies in this regard may be covered

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.

Institucje 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).

by insurance), title to the land and its validity for the duration of the financing (typically 15–18 years), the absence of pending proceedings which, if concluded unfavorably, could cause the works to be suspended or lead to the project not being completed within the timeframe required by the cPPA or the auction terms (as applicable).

Financing institutions expect the borrower to hedge capital expenditures against foreign exchange risk (capital expenditures financed by a loan in a currency other than the loan currency), as well as to hedge the received financing against fluctuations in variable interest rates. In both cases, financial institutions offer appropriate hedging instruments.

Another characteristic feature of *project finance* is the requirement by the financing institutions that the borrower enter into a so-called direct agreement with key contractors. A direct agreement is a tripartite contract concluded between the project company (the borrower), the financing institution, and a key contractor (most often a turbine supplier who is also a service provider, an earthworks contractor, or an energy purchaser under a cPPA).



Nicolas Bzymek

Członek zarządu Virya Energy Polska

Member of the Management Board of Virya Energy Polska

Polska jest jednym z najbardziej dynamicznych rynków energii odnawialnej w Europie, a Virya Energy zamierza rozwijać się wraz z nim. Przejęcie portfela Optima Wind, obejmującego aktywa fotowoltaiczne i wiatrowe o mocy około 722 MW, w połączeniu z naszymi dotychczasowymi inwestycjami wiatrowymi o mocy 69 MW, zwiększa nasz łączny potencjał w Polsce do prawie 800 MW. Stanowi to długoterminową pozycję strategiczną na rynku, w który wierzymy.

Nasze plany rozwoju w sektorze energii słonecznej przekraczają obecnie 1 600 MW. Taka skala jest wynikiem wieloletniej pracy przygotowawczej: budowania lokalnych relacji, poruszania się po otoczeniu regulacyjnym oraz zgromadzenia zespołu 33 specjalistów, którzy znają ten rynek od podszewki.

Polska jest rynkiem priorytetowym dla Virya. Jako firma rodzinna o długoterminowej perspektywie inwestycyjnej jesteśmy w stanie z przekonaniem angażować się w rynki i budować przyszłość, a nie skupiać się na krótkoterminowych celach. Polska idealnie wpisuje się w te ambicje.

Terminy uzyskiwania pozwoleń i dostęp do sieci pozostają realnymi barierami dla przyspieszenia transformacji energetycznej w Polsce. Mamy nadzieję na dalszy postęp w obu tych kwestiach i aktywnie angażujemy się w rozmowy kształtujące te zmiany.

Polska będzie miała znaczący wkład w realizację celu Virya, jakim jest osiągnięcie 4 GW mocy z odnawialnych źródeł energii do 2034 roku. Inwestujemy zgodnie z tym celem.

Poland is one of the most dynamic renewable energy markets in Europe, and Virya Energy is here to grow with it. Our acquisition of the Optima Wind portfolio, approximately 722 MW of solar and wind assets, combined with our existing 69 MW wind operations, brings our total footprint in Poland to nearly 800 MW. This is a long-term strategic position in a market we believe in.

Our solar development pipeline now exceeds 1,600 MW. That scale is the result of years of groundwork: building local relationships, navigating the regulatory landscape, and assembling a team of 33 professionals who know this market from the inside.

Poland is a priority market for Virya. As a family-owned company with a long-term investment horizon, we are able to commit to markets with conviction and build for the future rather than the short term. Poland fits that ambition squarely.

Permitting timelines and grid access remain real barriers to accelerating the energy transition in Poland. We hope to see continued progress on both, and we are actively engaged in the conversations shaping those improvements.

Poland will be a significant contributor to Virya's target of 4 GW of renewable capacity by 2034. We are investing accordingly.

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.

Umowy bezpośrednio nazywane są zabezpieczeniami defensywnymi i służą temu, aby w przypadku pojawienia się naruszeń spowodowanych przez kredytobiorcę postanowień kluczowych dla projektu umów instytucje finansowe uzyskały od kluczowych kontrahentów szansę na wypracowanie rozwiązania, które pozwoli uniknąć wcześniejszego wypowiedzenia lub rozwiązania kluczowych umów mogących 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 przez inwestora lekceważony. Obowiązek zawarcia umowy bezpośredniej przez kontrahenta warto przewidzieć już na etapie zawierania z nim umów dotyczących projektu. W idealnym scenariuszu 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.

The purpose of a direct agreement concluded with a turbine supplier or an earthworks contractor is to ensure the continuity of the project's implementation and its completion within the scheduled timeframe, and in the case of cPPA agreements, to ensure that the agreement is performed for the agreed period (most often the financing period) and is not terminated or rescinded prematurely by the energy purchaser in the event of a breach of the agreement by the borrower.

Direct agreements are referred to as defensive securities and are designed to ensure that, in the event of breaches by the borrower of the provisions critical to the project, the financial institutions have the opportunity to work with the key contractors to develop a solution that avoids early termination or cancellation of key contracts, which could result in the project not being completed or in the loss of a contract guaranteeing long-term revenue at a predictable level.

Since the completion of the project's construction and the cash flows it generates constitute essentially the sole source of repayment for the loan granted by the financing institutions, the investor should not disregard the obligation to enter into a direct agreement with the contractors. It is advisable to provide for the contractor's obligation to enter into a direct agreement as early as the stage of concluding the project-related agreements with the contractor. In an ideal scenario, the template of the direct agreement agreed upon with the contractor and the financing institution will constitute a schedule to the agreement with the contractor. The prior conclusion of key project agreements with contractors and the subsequent attempt to enter into direct agreements at the request of the financing institutions may result in additional difficulties, protracted 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

Development and implementation of the source

3.1. Legal title to the property

3.1.1. General comments

Properly securing by the investor an appropriate legal title to the land, which will enable construction works to be carried out and subsequently the operation of all elements comprising the wind farm infrastructure, is one of the most critical issues and, at the same time, one of the most significant challenges during the project's development phase. The identification of the investment site and of the entities owning the individual plots takes place at a relatively early stage of the investment, during which the investor should approach the relevant landowners in order to obtain the appropriate legal titles to the real properties. It is essential that such title be obtained for the purposes of all infrastructure elements, including transmission infrastructure,

elementów infrastruktury, w tym infrastruktury przesyłowej, stacji elektroenergetycznych, dróg dojazdowych i zjazdów, placów manewrowych i montażowych, omiotania nieruchomości sąsiednich przez śmigła turbiny, tymczasowych łuków manewrowych itp.

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

Mimo że prawo własności stanowi najsilniejszy tytuł prawny do gruntu, przyznając podmiotowi tego prawa 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 w praktyce zdarza się, że przedmiotem nabycia jest własność nieruchomości, na której ma zostać wybudowana stacja elektroenergetyczna.

Stąd też 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 jest akceptowany przez instytucje finansujące inwestycję.

power substations, access roads and exits, maneuvering and assembly yards, the sweep of turbine blades over adjacent properties, temporary maneuvering arches, etc.

The obtained title confirms the accuracy of the statement submitted together with the application for a building permit regarding the right to use the real property for construction purposes, and after construction is completed it will allow the lawful use of the constructed infrastructure and ensure access to the real properties for the purpose of carrying out repairs and maintenance of the individual elements. The statement submitted by the investor regarding its right to use the real property for construction purposes is a necessary condition for the issuance of a building permit, and irregularities in this respect may, in certain circumstances, constitute grounds for reopening the proceedings concerning the issuance of such permit.

Although ownership is the strongest legal title to land, granting the holder of that right the broadest scope of powers, as a rule developers planning to build a wind farm do not decide to acquire real property for that purpose. As mentioned above, rights to land are secured at the initial stage of the investment, when a decision to acquire real property could prove premature. In addition, account must be taken of the significant restrictions on the acquisition of agricultural real properties by entities other than individual farmers arising under the Act of 11 April 2003 on the Agricultural System Formation¹⁵ (hereinafter: the Agricultural System Formation Act). Nevertheless, in practice it sometimes happens that the subject of the acquisition is the ownership of a real property on which a power substation is to be built.

Accordingly, the remainder of this study is devoted to a review of the legal titles to real properties most commonly used in the sector practice – other than ownership – for land intended for wind turbine towers and other elements of wind farm infrastructure, taking into account both the diversity of those elements and the specific characteristics associated with the special status of certain real properties owned by the State Treasury, local government units or certain state legal persons.

3.1.2. Lease and rental agreements

The most common method of securing the legal title to land on which a wind turbine together with accompanying infrastructure is to be built is the conclusion of a lease agreement (*umowa dzierżawy*). If the parties' rights and obligations are appropriately structured, this title allows for long-term, stable use of the real property and is accepted by institutions financing the investment.

¹⁵ T.j. Dz.U. z 2025 r. poz. 1653 ze zm.

¹⁵ Consolidated text: Journal of Laws of 2025, item 1653, as amended

W pewnych okolicznościach przed zawarciem umowy dzierżawy może być wymagane uzyskanie uprzedniej zgody Dyrektora Generalnego Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa. Wymóg ten wynika z przewidzianych w Ustawie o kształtowaniu ustroju rolnego ograniczeń w postaci obciążającego nabywcę (i) obowiązku prowadzenia gospodarstwa rolnego na nabytej nieruchomości rolnej przez okres 5 lat od jej nabycia (art. 2b ust. 1 Ustawy o kształtowaniu ustroju rolnego) oraz (ii) powiązanego z nim zakazu oddawania nieruchomości w posiadanie osobom trzecim przez ten sam okres (art. 2b ust. 2 Ustawy o kształtowaniu ustroju rolnego). Na dokonanie powyższych czynności, przed upływem wspomnianego okresu 5 lat, wyraża zgodę, w drodze decyzji administracyjnej, Dyrektor Generalny Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa, w przypadkach uzasadnionych ważnym interesem nabywcy nieruchomości rolnej lub interesem publicznym¹⁶. Umowa dzierżawy zawarta bez takiej zgody (jeśli jest wymagana) dotknięta jest sankcją nieważności (art. 9 ust. 1 pkt 2 Ustawy o kształtowaniu ustroju rolnego).

Regulacje te należy mieć na względzie na etapie zabezpieczania tytułów do gruntu w fazie developmentu, poszukując właściwych rozwiązań prawnych w celu uchylenia ryzyka nieważności zawartej umowy dzierżawy. Niemniej reżim Ustawy o kształtowaniu ustroju rolnego może również nieść pewne ryzyka na etapie operacyjnym projektu. Przykładowo wykonanie uprawnień przez Dyrektora Generalnego Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa przewidzianych w ustawie i nabycie nieruchomości przez Skarb Państwa może spowodować, że zawarta na potrzeby OZE umowa dzierżawy wygaśnie¹⁷.

Z uwagi na poziom skomplikowania omawianych regulacji, wielość przewidzianych wyjątków, różnorodność podstaw nabycia nieruchomości, jak też konieczność każdorazowej weryfikacji, czy mamy do czynienia z „nieruchomością rolną” w rozumieniu Ustawy o kształtowaniu ustroju rolnego, w każdym przypadku niezbędna jest szczegółowa i indywidualna analiza sytuacji prawnej danej nieruchomości. Naruszenie przepisów tej ustawy może mieć bowiem dotkliwe skutki dla dzierżawcy.

Do tzw. istotnych elementów umowy dzierżawy należy jej odpłatność. Tym samym powinna ona przewidywać uiszczanie przez dzierżawcę czynszu również w okresie przed rozpoczęciem budowy, przy czym w czasie tym – ze względu na brak lub ograniczone korzystanie z nieruchomości przez inwestora – może być to kwota znacznie niższa niż docelowa. Spotykane niekiedy 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 ze względu na uprawnienie

In certain circumstances, prior consent of the Director General of the National Support Centre for Agriculture may be required before entering into a lease agreement. This requirement arises from the restrictions provided for in the Agricultural System Formation Act, consisting of (i) the obligation imposed on the purchaser to operate an agricultural farm on the acquired agricultural real property for a period of 5 years from its acquisition (Article 2b(1) of the Agricultural System Formation Act) and (ii) the related prohibition on transferring possession of the real property to third parties for the same period (Article 2b(2) of the Agricultural System Formation Act). Before the expiry of the above-mentioned 5-year period, the Director General of the National Support Centre for Agriculture may, by way of an administrative decision, consent to the above actions in cases justified by the important interest of the purchaser of an agricultural real property or by the public interest.¹⁶ A lease agreement concluded without such consent (if required) is null and void (Article 9(1)(2) of the Agricultural System Formation Act).

These regulations should be borne in mind when securing land titles during the development phase, and appropriate legal solutions should be sought in order to eliminate the risk of invalidity of the concluded lease agreement. Nevertheless, the regime of the Agricultural System Formation Act may also entail certain risks during the operational phase of the project. For example, the exercise by the Director General of the National Support Centre for Agriculture of the powers provided for in the Act and the acquisition of the real property by the State Treasury may cause a lease agreement concluded for renewable energy purposes to expire.¹⁷

Given the complexity of the regulations in question, the multitude of exceptions provided for, the variety of grounds for acquiring a real property, as well as the need in each case to verify whether the property concerned constitutes an “agricultural real property” within the meaning of the Agricultural System Formation Act, a detailed and individual analysis of the legal status of the specific real property is necessary in every case. A violation of the provisions of that Act may have severe consequences for the lessee.

One of the essential elements of a lease agreement is that it is for charge. Accordingly, it should provide for the payment of rent by the lessee also during the period prior to the commencement of construction, although during that period – due to the investor’s lack of or limited use of the real property – the amount may be significantly lower than the target amount. A solution sometimes encountered in practice, consisting in not charging rent during the initial period of the lease, is often the reason why legal advisers identify, in relation to such an agreement, a risk that it may be classified as a lending for use agreement (*umowa użyczenia*). The main disadvantage of a lending for use agreement is that

¹⁶ Art. 2b ust. 3 Ustawy o kształtowaniu ustroju rolnego.

¹⁷ Zob. art. 8 Ustawy o kształtowaniu ustroju rolnego.

¹⁶ Section 2b(3) of the Act on the Development of the Agricultural System..

¹⁷ See Article 8 of the Act on the Development of the Agricultural System.

po stronie oddającego nieruchomości 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 cywilny¹⁸; 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 10 lat (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 Najwyższego¹⁹ 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 rozumieniu Kodeksu 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.

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

it does not provide the required stability, due to the lender's right to demand the return of the property if it becomes needed for reasons unforeseeable at the time the agreement was concluded, even if the agreement was concluded for a fixed term (Article 716 of the Act of April 23, 1964 – Civil Code¹⁸; hereinafter: Civil Code). The gratuitous nature of the agreement may also have negative tax implications.

Another necessary element distinguishing a lease agreement is the lessee's right to derive benefits from the real property within the meaning of the Civil Code. Only the possibility of deriving such benefits would allow the conclusion that the agreement in question undoubtedly constitutes a lease agreement within the meaning of the Civil Code. In the absence of such fruits, there would be a risk that such agreements could be regarded as rental agreements (*umowy najmu*). As such, after 10 years (regardless of whether the agreement provides for a longer term), they would automatically be converted into agreements for an indefinite term and could be terminated. This does not apply to agreements where the lessors may be regarded as entrepreneurs, because in that case, as with lease agreements, that effect occurs only after 30 years of the agreement's term.

The Supreme Court's case law¹⁹ allows an agreement concluded by the parties as a lease agreement, which grants the lessee the right to derive income from the sale of electricity obtained by converting wind energy by means of a wind power plant (which does not constitute either natural or civil fruits within the meaning of the Civil Code), in exchange for periodic monetary consideration, to be regarded as an unnamed contract to which the provisions on lease may be applied *mutatis mutandis*. The Supreme Court has not, however, determined the exact scope in which the provisions on lease should be applied *mutatis mutandis* to such agreements; in particular, whether such applying them respectively also covers the possibility of concluding a fixed-term agreement for 30 years if one of the parties to such agreement does not have an entrepreneur status. Nevertheless, if such a possibility is accepted, the question of the lessor's status as an entrepreneur in the context of the term of the agreement (10 or 30 years), after which the agreement is converted into an agreement for an indefinite term subject to termination on notice, would lose its significance.

From the perspective of enabling the implementation of certain wind projects previously subject to restrictions resulting from the so-called 10H rule, the legal assessment of the land titles established in relation to them – often several years ago – including with regard to the length of the period that may be regarded as sufficiently secured for the purposes of constructing and operating wind farm elements, takes on significant importance for investors themselves, purchasers of such projects, and for financing purposes. In particular, the

¹⁸ T.j. Dz.U. z 2025 r. poz. 1071 ze zm.

¹⁹ Zob. np. wyrok Sądu Najwyższego z 5 października 2012 r., sygn. akt IV CSK 244/12.

¹⁸ Consolidated text: Journal of Laws of 2025, item 1071, as amended.

¹⁹ See, e.g., the judgment of the Supreme Court of October 5, 2012, case no. IV CSK 244/12.

pozostałego okresu dzierżawy, ryzyko rozwiązania umowy przez wydzierżawiającego na podstawie ewentualnych postanowień umowy regulujących skutki związane z nieuzyskaniem pozwolenia na budowę lub na użytkowanie czy też nierozpoczęciem budowy farmy wiatrowej 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 zatem powinien, 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. Ujawnione w księdze wieczystej prawo dzierżawy korzysta też z tzw. zasady pierwszeństwa względem praw nieujawnionych. Ma to fundamentalne znaczenie w przypadku ustalenia, że dana nieruchomość obciążona jest już wcześniej zawartą umową dzierżawy, w praktyce wcale co nie jest zjawiskiem niespotykanym.

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 np. na cele dróg dojazdowych do turbin wiatrowych biegnących przez nieruchomości niestanowiące przedmiotu dzierżawy. Ze względu jednak na wspomnianą wyżej nieatrakcyjność stosunku najmu, związaną z możliwością jego ustanowienia na zaledwie 10 lat (w relacjach z podmiotami, które nie mają statusu przedsiębiorcy), również nieruchomości, na których położone są drogi dojazdowe obsługujące farmę wiatrową, najczęściej są przedmiotem dzierżawy. Jedynie wyjątkowo inwestorzy zabiegają o obciążenie takiej nieruchomości służebnością przejazdu i przechodu na rzecz nieruchomości (jako władnącej), na której posadowiona ma być turbina wiatrowa, zapewniając sobie uprawnienie do wykonywania takiej służebności w granicach praw przysługujących właścicielowi nieruchomości władnącej.

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

length of the remaining lease term, the risk of termination of the agreement by the lessor on the basis of any contractual provisions governing the consequences of a failure to obtain a building permit or an occupancy permit, or of a failure to commence construction of the wind farm within a specified period, 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.

Pursuant to Article 678 in conjunction with Article 694 of the Civil Code, in the event of disposal of a leased real property during the term of the lease, the purchaser enters into the lease relationship in place of the transferor; however, the purchaser may terminate the lease while observing the statutory notice periods. That right does not vest in the purchaser if the lease agreement was concluded for a fixed term in writing and bearing a certified date, and the thing (real property) was handed over to the lessee. The same effect of legal protection against premature termination of the agreement by the purchaser of the real property will be achieved if the lessee's rights are disclosed in the land and mortgage register (regardless of handover of the real property). In order to eliminate the above risk, the investor should therefore, in accordance with the prevailing market practice, conclude fixed-term lease agreements in the proper form, ensure that handover of the real property is documented, and seek disclosure of the rights arising from the lease agreements in land and mortgage registers maintained for the leased real property. A lease right disclosed in the land and mortgage register also benefits from the so-called priority rule over undisclosed rights. This is of fundamental importance where it is established that a given real property is already encumbered by a previously concluded lease agreement, which is not so rare in practice.

In the industry reality, rental agreements (*umowy najmu*) are concluded much less frequently. From a legal perspective, this type of agreement appears to be an appropriate title for securing the investor's right to land used, for example, for access roads to wind turbines running through real properties not subject to a lease. However, due to the above-mentioned unattractiveness of the rental relationship, linked to the possibility of establishing it for only 10 years (in relations with entities that do not have an entrepreneur status), the real property on which the access roads serving the wind farm are located is also most often made subject to a lease. Only exceptionally do investors seek to encumber such real property with an easement of passage and right of way in favour of the dominant property on which the wind turbine is to be situated, thereby securing for themselves the right to exercise such easement within the limits of the rights vested in the owner of the dominant property.

It should be noted that in the event of an enforcement sale of the real property, the protection resulting from the conclusion of a fixed-term lease agreement bearing a certified date and the handover of the real property, and even from disclosure of the lessee's rights in the land and mortgage register, will not

nieruchomości w postępowaniu egzekucyjnym przez osoby, które będą mogły następnie wypowiedzieć umowę dzierżawy zawartą na okres dłuższy niż 2 lata, w terminie jednego miesiąca od przysądzenia własności, z zachowaniem rocznego terminu wypowiedzenia, o ile umowa nie przewiduje krótszego terminu²⁰. Jest to ryzyko charakterystyczne dla całego sektora, wynika z prawa i nie da się go uchylić. Dlatego umowa dzierżawy powinna przewidywać po stronie właściciela obowiązki informacyjne pozwalające dzierżawcy na monitorowanie realizowania przez właściciela jego zobowiązań wobec wierzycieli i na jak najwcześniejsze przeciwdziałanie skutkom, jakie przyniosłaby sprzedaż egzekucyjna. W razie wystąpienia zagrożenia związanego z egzekucją inwestor powinien podjąć czynności zmierzające do uniknięcia egzekucyjnego zbycia nieruchomości (np. wsparcie właściciela w spłacie zadłużenia, spłata zadłużenia i wstąpienie w prawa zaspokojonego wierzyciela, czy nawet – w aktualnym stanie prawnym²¹ – 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 upadłościowe²² (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 wydierżawiającego 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.

Ujawniona w księdze wieczystej służebność przesyłu o odpowiednio sformułowanej treści dla inwestora będzie stanowić źródło silnego uprawnienia do korzystania z nieruchomości z pierwszeństwem przed prawami innych

apply. This is because there is a risk that the real property may be acquired in enforcement proceedings by persons who will then be able to terminate a lease agreement concluded for a period longer than 2 years, within one month from the adjudication of ownership, subject to one year's notice, unless the agreement provides for a shorter notice period.²⁰ This is a risk characteristic of the entire sector; it follows from the law and cannot be eliminated. Therefore, the lease agreement should impose informational obligations on the owner, allowing the lessee to monitor the owner's performance of its obligations towards creditors and to counteract, as early as possible, the effects that an enforcement sale would bring about. In the event of a threat related to enforcement, the investor should take steps aimed at avoiding an enforcement sale of the real property (e.g. assisting the owner in repaying the debt, repaying the debt by the lessee himself and his stepping into the rights of the satisfied creditor, or even²¹ – under the current legal framework – acquiring the real property from the bailiff). It should be noted that an analogous right to terminate a lease agreement is available to the purchaser of a real property sold in the course of liquidation of the bankruptcy estate – Article 108 of the Act of February 28, 2003 – Bankruptcy Law²² (hereinafter: Bankruptcy Law). Furthermore, under certain circumstances, the trustee (syndyk) himself, with the consent of the judge-commissioner, may also terminate the lease agreement (Article 109(1) of the Bankruptcy Law). Although the declaration of bankruptcy of a lessor of an agricultural real property is a relatively rare occurrence, the risk of it cannot be ruled out entirely, because under the current legal framework a declaration of bankruptcy may also concern persons not conducting business activity (Article 4911 et seq. of the Bankruptcy Law). The above remarks apply both to lease agreements and to rental agreements.

3.1.3. Transmission easement

The most advantageous legal title to the land on which a power line (together with a fibre-optic cable) is to be situated and operated, and the one most “tailored” to the investor's needs from a legal perspective, is a transmission easement governed by Article 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 executed in the form of a notarial deed. The content of the transmission easement should authorize the investor to use the real property for the purpose of carrying out works related to the construction of power lines, their subsequent operation, as well as entry onto the land in order to carry out maintenance works, repairs and fault removal, as well as to dismantle equipment located on the real property.

A transmission easement disclosed in the land and mortgage register and appropriately worded will constitute

²⁰ Art. 1002 zd. 2 Ustawy z 17 listopada 1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego (t.j. Dz. U. z 2026 r. poz. 468 ze zm.).

²¹ Art. 2a ust. 3 pkt 9 Ustawy o kształtowaniu ustroju rolnego.

²² T.j. Dz.U. z 2025 r. poz. 614 ze zm.

²⁰ Section 1002(2) of the Act of 17 November 1964 – Code of Civil Procedure (consolidated text: Journal of Laws of 2026, item 468, as amended).

²¹ Article 2a(3)(9) of the Act on the Development of the Agricultural System.

²² Consolidated text: Journal of Laws of 2025, item 614, as amended.

osób trzech ujawnionych później oraz bez względu na to, kto stanie się właścicielem nieruchomości. Nawet sprzedaż egzekucyjna, co do zasady pozwalająca na nabycie nieruchomości przez nowego właściciela bez obciążeń, nie niweczy praw płynących ze służebności przesyłu.

Opisane zalety służebności przesyłu wykazuje niezależnie od tego, czy została ona ustanowiona na czas oznaczony (który może przekraczać charakterystyczny dla dzierżawy okres 30 lat) czy nieoznaczony. Należy jedynie wskazać na ryzyko wygaśnięcia służebności przesyłu wskutek jej niewykonania przez 10 lat (art. 293 § 1 w zw. z art. 305⁴ Kodeksu cywilnego). Kwestia ta nabiera doniosłości w odniesieniu do powracających na rynek, wskutek liberalizacji tzw. reguły 10H, 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 nieruchomościami²³ 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. Projekt ustawy o dzierżawie rolniczej

W Wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów pod numerem UD279 ujęto projekt ustawy o dzierżawie rolniczej, który wywołał duże zainteresowanie sektora OZE. Projekt ten znajduje się obecnie na etapie konsultacji społecznych.

for the investor a strong right to use the real property, with priority over the rights of other third parties disclosed later and regardless of who becomes the owner of the real property. Even an enforcement sale, which as a rule allows the new owner to acquire the real property free of encumbrances, does not extinguish the rights arising from the transmission easement.

The above advantages are exhibited by a transmission easement regardless of whether it was established for a fixed term (which may exceed the 30-year period characteristic of a lease) or for an indefinite term. It should only be noted that there is a risk of the transmission easement expiring as a result of its non-use for 10 years (Article 293 § 1 in conjunction with Article 3054 of the Civil Code). This issue takes on significance in relation to wind projects returning to the market as a result of the liberalization of the so-called 10H rule, in which land rights (including transmission easements) were secured more than 10 years ago.

In the absence of cooperation on part of the owner, resulting in the impossibility of establishing a transmission easement, the investor will be entitled to seek its establishment for charge through court proceedings.

An alternative for the investor to the generally lengthy court procedure for establishing a transmission easement is to apply to the starost for a decision, pursuant to Article 124 of the Act of 21 August 1997 on Real Estate Management,²³ restricting the manner of use of the real property by granting permission to install and run across the real property, among other things, lines and equipment used for the transmission or distribution of electricity, as well as other underground, ground-level or overhead structures and equipment necessary for the use of such lines and equipment, if the owner of the real property does not consent thereto. Similarly, pursuant to Article 124b of the Real Estate Management Act, the starost, by way of a decision, obliges the owner, perpetual usufructuary or a person holding other rights in rem to the real property to make the real property available for the purpose of carrying out activities related to maintenance, repairs and fault removal in respect of the above-mentioned lines and equipment, if the owner does not consent thereto.

The above-mentioned provisions of Articles 124 and 124b of the Real Estate Management Act apply *mutatis mutandis* to real properties with an unregulated legal status.

3.1.4. Draft Act on agricultural lease

The List of Legislative and Programmatic Works of the Council of Ministers, under number UD279, includes a draft Act on agricultural lease, which has generated significant interest in the renewable energy sector. This draft is currently at the public consultation stage.

²³ T.j. Dz. U. z 2026 r. poz. 399 ze zm.

²³ I.e. Journal of Laws of 2026, item 399, as amended.

W projekcie zaproponowano szereg rozwiązań regulujących w sposób szczególny stosunki stron umowy dzierżawy rolniczej, definiując ją jako umowę, której przedmiotem jest „nieruchomość rolna” w rozumieniu art. 46¹ Kodeksu cywilnego albo „gospodarstwo rolne” w rozumieniu art. 55³ Kodeksu cywilnego. Jednocześnie projekt nie posługuje się dodatkowym kryterium celu umowy, tj. nie uzależnia zastosowania nowych przepisów od tego, czy taka umowa dzierżawy zawarta jest „na cele rolne”, czy też od tego, czy dzierżawca będzie prowadził działalność rolniczą na przedmiocie dzierżawy. Z tej perspektywy zachodzi możliwość zastosowania projektowanych regulacji również do umów dzierżawy zawieranych przez inwestorów z branży OZE, jako że w znakomitej większości umowy te w chwili ich zawierania, przed zmianą sposobu korzystania i utratą rolnego charakteru z perspektywy cywilnoprawnej, mają za przedmiot nieruchomości rolne w powyższym rozumieniu.

Równocześnie zarówno treść projektu, jak i jego uzasadnienie wskazują, że projektowana regulacja została pomyślana przede wszystkim jako instrument porządkujący stosunki dzierżawy związane z prowadzeniem działalności rolniczej oraz wprowadzający pewien zakres ochrony dzierżawców jako rolników indywidualnych. Uzasadnienie wyraźnie akcentuje, że celem projektowanej ustawy jest uwzględnienie specyfiki organizacji gospodarstwa rolnego oraz procesów produkcyjnych w rolnictwie, a poszczególne rozwiązania ustawowe odnoszą się do zdolności produkcyjnej przedmiotu dzierżawy, planów produkcyjnych dzierżawcy, terminów płatności czynszu skorelowanych z cyklem produkcji rolnej, jak też do zdarzeń, które mogą dotyczyć tylko dzierżawców będących osobami fizycznymi. Takie funkcjonalne ukierunkowanie projektu przemawiałoby za pozostaniem umów dzierżawy zawartych na cele nierolne, w szczególności przez dzierżawców będących przedsiębiorcami energetycznymi, poza reżimem projektowanych przepisów. Jednak nie usuwa to ryzyka interpretacyjnego związanego z ich przedstawionym powyżej literalnym brzmieniem.

Należy zaznaczyć, że jakkolwiek jednym z celów projektu jest wzmocnienie ochrony kontraktowej dzierżawców, to zawiera on także szereg propozycji, które w znaczącym stopniu wpłynęłyby na stosowane w branży praktyki. Dotyczy to w szczególności istotnych ograniczeń w poddzierżawie, przenoszeniu praw i obowiązków z umowy oraz zmiany zasad ochrony dzierżawcy przed przedwczesnym wypowiedzeniem umowy przez nabywcę nieruchomości.

Zgodnie z uzyskanym stanowiskiem Ministerstwa Rolnictwa i Rozwoju Wsi na obecnym etapie prac legislacyjnych przedwczesne jest formułowanie wiążącej interpretacji projektowanych przepisów, a powyżej omówione wątpliwości mają być przedmiotem dalszej analizy w toku prac nad ostatecznym brzmieniem projektu ustawy. Z tego względu dalszy przebieg prac legislacyjnych powinien pozostawać przedmiotem bieżącego monitoringu także po stronie inwestorów z sektora OZE. W zależności od ostatecznego kształtu projektowanych rozwiązań konieczna będzie

The draft proposes a number of solutions specifically regulating the relationships between the parties to an agricultural lease agreement, defining it as an agreement the subject matter of which is “agricultural real estate” within the meaning of Article 46¹ of the Civil Code or an “agricultural farm” within the meaning of Article 55³ of the Civil Code. At the same time, the draft does not use an additional criterion of the purpose of the agreement, i.e. it does not make the application of the new provisions conditional upon whether such a lease agreement is concluded “for agricultural purposes” or upon whether the lessee will carry out agricultural activity on the lease subject. From this perspective, it is possible the proposed regulations will also apply to lease agreements concluded by investors from the renewable energy sector, since in the vast majority of such agreements, at the time they are concluded – before the change of land use and the loss of its agricultural character from a civil-law perspective – the lease subject is an agricultural real property within the above meaning.

At the same time, both the text of the draft and its explanatory memorandum indicate that the proposed regulation was conceived primarily as an instrument for ordering lease relationships connected with the conduct of agricultural activity and for introducing a certain degree of protection for lessees as individual farmers. The explanatory memorandum clearly emphasizes that the purpose of the proposed Act is to take into account the specific nature of the organization of an agricultural farm and of production processes in agriculture, and the individual statutory solutions relate to the productive capacity of the lease subject, the lessee’s production plans, rent payment deadlines correlated with the agricultural production cycle, as well as events that may concern only lessees who are natural persons. Such a functional orientation of the draft would argue in favour of keeping lease agreements concluded for non-agricultural purposes, in particular by lessees who are energy entrepreneurs, outside the regime of the proposed provisions. However, this does not eliminate the interpretative risk associated with their literal wording as set out above.

It should be noted that although one of the draft’s aims is to strengthen the contractual protection of lessees, it also contains a number of proposals that would significantly affect the practices applied in the industry. This concerns, in particular, significant restrictions on subleasing, the transfer of rights and obligations under the agreement, and changes to the rules protecting the lessee against premature termination of the agreement by the purchaser of the real property.

According to the position obtained from the Ministry of Agriculture and Rural Development, at the current stage of the legislative works it is premature to formulate a binding interpretation of the proposed provisions, and the doubts discussed above are to be the subject of further analysis in the course of work on the final wording of the draft Act. For that reason, the further course of the legislative works should remain under ongoing monitoring also by investors from the renewable energy sector. Depending on the final shape of the proposed solutions, it will be necessary to analyse

analiza, czy dana umowa objęta jest zakresem ustawy z przewidzianymi w niej konsekwencjami prawnymi.

3.1.5. Nieruchomości o szczególnym statusie

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

■ infrastruktury technicznej lokalizowanej w pasie drogi publicznej

W przypadku linii energetycznych i światłowodowych lokalizowanych w pasie dróg publicznych wyrażony został w doktrynie, a następnie w orzecznictwie²⁴, 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 w trybie Ustawy z 21 marca 1985 r. o drogach publicznych²⁵ (dalej jako: Ustawa o drogach publicznych): (i) decyzja o lokalizacji w pasie drogowym urządzenia niezwiązanego z potrzebami zarządzania drogą lub potrzebami ruchu drogowego²⁶, a następnie (ii) decyzja zezwalająca na zajęcie pasa drogowego w celu prowadzenia robót w pasie drogowym lub na umieszczenie w nim obiektu lub urządzenia²⁷.

Należy w tym miejscu odnotować, że obecnie Ustawa o drogach publicznych zawiera przepisy umożliwiające przenoszenie tych decyzji na inny podmiot niż pierwotny adresat, co stanowi znaczne uproszczenie w porównaniu z poprzednim stanem prawnym, eliminując konieczność inicjowania – w przypadku potrzeby zmiany pierwotnego adresata decyzji – kolejnych postępowań o wydanie nowych decyzji w normalnym trybie administracyjnym. Analogiczna regulacja obowiązuje również w odniesieniu do przeniesienia 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 inwesto-

whether a given agreement falls within the scope of the Act triggering the legal consequences provided for therein.

3.1.5. Properties with special status

A characteristic feature of the wind energy industry is that, with respect to certain land constituting public property or property of state legal persons, no lease agreement or other similar agreement is concluded, nor is a transmission easement established. Special sources of the investor's right to use such real property that are the most common in practice concern:

■ technical infrastructure located within the right-of-way of a public road

In case of power and fibre-optic lines located within the right-of-way of public roads, the view has been expressed in legal doctrine, and subsequently in case law,²⁴ that a limited right in rem such as a transmission easement cannot be established on real estate constituting a public road. In such a case, the only legal instruments serving to secure the investor's access to such real estate for the period of construction and operation of the power line are decisions issued by the competent road administrator pursuant to the Act of 21 March 1985 on Public Roads²⁵ (hereinafter: the Public Roads Act): (i) a decision on locating within the road right-of-way a device unrelated to road management needs or traffic needs²⁶, and subsequently (ii) a decision authorising occupation of the road right-of-way for the purpose of carrying out works within it or placing a structure or device therein.²⁷

It should be noted here that currently the Public Roads Act contains provisions enabling those decisions to be transferred to an entity other than the original addressee, which constitutes a significant simplification as compared with the previous legal framework, eliminating the necessity – where there is a need to change the original addressee of the decision – to initiate further proceedings for the issuance of new decisions in the ordinary administrative procedure. An analogous regulation also applies to the transfer of decisions authorising the location or reconstruction of a road exit issued pursuant to Article 29 of the Public Roads Act.

It is worth noting that, with regard to the location of technical infrastructure within the right-of-way of internal roads owned by local government units (i.e. roads that do not constitute public roads), there are no legal obstacles to establishing a transmission easement in favour of the investor. Therefore, the practices of certain municipalities that merely grant

²⁴ 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.

²⁵ T.j. Dz.U. z 2025 r. poz. 889 ze zm.

²⁶ Art. 39 ust. 3 Ustawy o drogach publicznych.

²⁷ Art. 40 Ustawy o drogach publicznych.

²⁴ See, for example, the Supreme Court's ruling of 27 April 2017, II CSK 412/16, and the Supreme Court's ruling of 28 August 2020, I CSK 20/20.

²⁵ Consolidated text: Journal of Laws of 2025, item 889, as amended.

²⁶ Section 39(3) of the Public Roads Act.

²⁷ Section 40 of the Public Roads Act.

rowi zgody na umiejscowienie infrastruktury w pasie drogi wewnętrznej w postaci oświadczenia (w zwykłej formie pisemnej). Z drugiej strony na rynku można również zaobserwować tendencję gmin do obejmowania pasów dróg wewnętrznych decyzjami administracyjnymi wydanymi 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 wodne²⁸. Warunkiem oddania w użytkowanie gruntów pod wodami na cele przeprowadzenia linii kablowej jest posiadanie przez użytkownika pozwolenia wodnoprawnego lub dokonanie zgłoszenia wodnoprawnego (jeśli są one wymagane).

■ nieruchomości na terenach zamkniętych

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

Dość często można się spotkać 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 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.

the investor consent to place infrastructure within the right-of-way of an internal road in the form of a statement (in ordinary written form) should be viewed critically. On the other hand, a market tendency can also be observed whereby municipalities cover the right-of-way of internal roads with administrative decisions issued under the above-cited provisions of the Public Roads Act, which renders those decisions defective.

■ land covered by water

In case of power lines located under or over land covered by water, constituting property of the State Treasury and administered by the State Water Holding Polish Waters (*Państwowe Gospodarstwo Wodne Wody Polskie*), a use agreement is concluded within the meaning of Article 261 of the Act of 20 July 2017 – Water Law.²⁸ A condition for letting the land covered by water for such use for the purpose of laying a cable line is that the user holds a water permit or makes a water notification (if required).

■ properties in restricted areas

With regard to restricted areas, i.e. areas of a special nature due to national defence and state security (e.g. military or railway areas), through which transmission infrastructure related to a wind farm is sometimes routed, the conclusion of an agreement authorising the investor to use the land for the purposes of such infrastructure is generally preceded by a time-consuming process of obtaining internal approvals within the organisational structures of the entities managing those 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 another unnamed obligatory agreement concerning the use of the real property for the construction and operation of power lines, even though the substance of the investor's rights essentially corresponds to those that a transmission easement would grant. While maintaining the view that a transmission easement is the most appropriate legal relationship for regulating the investor's right to construct and operate transmission facilities, these practices should be viewed critically. They weaken the investor's position, in particular by exposing it to the risk of early termination of the agreement. These agreements are often concluded for an indefinite term, which means that they may be terminated at any time upon notice. In practice, such agreements are also not disclosed in land and mortgage registers due to the lack of the owner's consent and insufficient legal form.

²⁸ T.j. Dz.U. z 2024 r., poz. 1087 ze zm.

²⁸ Consolidated text: Journal of Laws of 2025, item 960, as amended.

■ 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 o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej i tylko na nią w praktyce zmuszony jest on 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 o przyłączenie 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 często 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.

3.1.6. Aspekty zastosowania przepisów o klauzulach abuzywnych

Z dniem 7 stycznia 2024 r. weszła w życie ustawa z 14 kwietnia 2023 r. o konsumenckiej pożyczce lombardowej²⁹. Nieoczekiwanie 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 rolników³⁰.

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

■ sections of transmission lines located on land belonging to grid operators

As regards sections of transmission lines located on land belonging to grid operators, practice shows that some operators refuse to establish transmission easements or even to enter into any other agreement the subject matter of which would be the use of the operator's land for the construction and operation of a power network belonging to the investor. In such situations, the only agreement binding upon the wind energy entrepreneur and the operator remains the grid connection agreement, and in practice the investor is forced to rely solely on that agreement in the context of having title to that land. It should be noted, however, that the subject matter of the grid connection agreement is not the securing of such title, but the connection of the installation to the grid itself. Accordingly, as a general rule, the grid connection agreement does not give rise to the investor's right to use the real property for construction purposes, still less the right to continue operating the transmission line, including entry onto the land for the purpose of carrying out its maintenance or repair.

Although there are no legal obstacles to encumbering the operator's land with a transmission easement, persuading the operator to establish such an easement in the above cases often proves impossible. Some operators are willing to conclude obligating agreements in place of an easement, the legal assessment of which is analogous to that already expressed above with respect to agreements concerning land in restricted areas.

3.1.6. Aspects of the application of provisions on unfair contractual terms

On 7 January 2024, the Act of 14 April 2023 on Consumer Pawn Loans entered into force.²⁹ Unexpectedly, that Act amended, among other provisions, Article 385⁵ of the Civil Code, as a result of which the provisions of Articles 385¹–385³ of the Civil Code became applicable to natural persons operating an agricultural farm within the meaning of Article 6(4) of the Act of 20 December 1990 on Farmers' Social Insurance.³⁰

This meant that the provisions regarding unfair contractual terms (the so-called abusive clauses) had to be applied to agreements concluded with those natural persons (hereinafter: farmers) after the entry into force of the regulation in question. Under the Civil Code, provisions not individually agreed with the consumer are regarded as abusive clauses if they shape the consumer's rights and obligations in a manner contrary to good morals and grossly infringe the consumer's interests. Provisions whose content the consumer had no real influence over, and in particular provisions taken from the standard contract template used by

²⁹ T.j. Dz.U. z 2023 r., poz. 1285, ze zm.

³⁰ T.j. Dz.U. z 2025 r., poz. 197, ze zm.

²⁹ I.e. Journal of Laws of 2023, item 1285, as amended.

³⁰ Consolidated text: Journal of Laws of 2025, item 1770, as amended.

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, zawierającymi właśnie z rolnikami indywidualnymi.

29 kwietnia 2024 r. analizowane przepisy zostały jednak uchylone³¹. Mimo tego, że okazały się one epizodyczne, umowy zawierane przez przedsiębiorców z rolnikami w okresie 7 stycznia – 28 kwietnia 2024 r. włącznie mogą podlegać ocenie z perspektywy przepisów o klauzulach abuzywnych. Co więcej, omawiana interwencja ustawodawcy spowodowała ogólniejszą dyskusję o statusie rolnika jako osoby, która może powoływać się na ochronę wynikającą z przepisów o klauzulach niedozwolonych, na podstawie już wcześniej (i nadal) obowiązujących przepisów, czy to jako konsument³², czy osoba prowadząca działalność gospodarczą zawierająca z przedsiębiorcą umowę bezpośrednio związaną z jej działalnością gospodarczą, która jednak nie posiada dla niej charakteru zawodowego³³. Wydaje się, że po uchyleniu wskazanej wyżej noweli możliwość taka, przy spełnieniu określonych przesłanek, nadal istnieje.

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 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

the entrepreneur, are regarded as not having been individually agreed.

The effects of the above amendment on the renewable energy sector could prove very significant, because most land for onshore wind farms is secured by agreements – primarily lease agreements – concluded precisely with individual farmers.

On 29 April 2024, however, the provisions in question were repealed.³¹ Although they proved to be short-lived, agreements concluded by entrepreneurs with farmers during the period from 7 January to 28 April 2024 inclusive may be assessed from the perspective of the provisions on unfair contractual terms. Moreover, the legislative intervention in question triggered a broader discussion about the status of a farmer as a person who may invoke the protection resulting from the provisions on unfair contractual terms under provisions that had already been (and still remain) in force, whether as a consumer³² or as a person conducting business activity who concludes with an entrepreneur an agreement directly connected with that business activity which, however, is not of a professional nature for that person.³³ It appears that, following the repeal of the above amendment, such a possibility still exists provided that certain conditions are met.

This may constitute a significant challenge, because most land-related agreements on the market are concluded precisely with farmers, on the basis of templates developed over years of market practice. Certain provisions commonly appearing in such templates that are important to industry investors could be exposed to allegations of abusiveness. By way of example, one may point to provisions authorising the lessee to transfer the rights and obligations arising from the agreement to a third party without the need to obtain the farmer's consent, or to terminate the agreement with the farmer where continuation of the development of the wind farm is considered by the lessee to be economically unreasonable. Unfortunately, from the entrepreneur's perspective, there is no closed catalogue of unfair contractual terms, which means that each agreement would have to be assessed individually.

It should be noted that the provisions in question do not apply to clauses defining the parties' main performances, including remuneration, provided that they have been worded unambiguously.

The consequences of a contractual provision being regarded as unfair could prove severe for an energy entrepreneur. In particular, under the provisions in question, such a provision is not binding on the consumer, which may have – depending

³¹ 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.

³² Art. 22¹ Kodeksu cywilnego.

³³ Art. 385⁵ §1 Kodeksu cywilnego.

³¹ The Act of 20 March 2024 amending the Civil Code, the Consumer Credit Act and the Consumer Pawnbroking Act, Journal of Laws of 2024, item 653.

³² Article 22(1) of the Civil Code.

³³ Section 385§1 of the Civil Code.

Lądowa energetyka wiatrowa. Uwarunkowania prawne

może mieć – w zależności od wagi danej klauzuli z perspektywy interesu inwestora – daleko idące skutki prawne.

Jakkolwiek wyżej opisana szczególna regulacja wprost chroniąca rolników okazała się dotyczyć jedynie umów

Onshore wind energy. Legal conditions

on the importance of the clause from the perspective of the investor's interest – far-reaching legal consequences.

Although the specific regulation described above expressly protecting farmers proved to concern only agreements



Sylwia Pododemska

Dyrektor Działu Rozwoju Projektów Wiatrowych
RWE Renewables Poland

Head of Wind Onshore Development
RWE Renewables Poland

Polska jest jednym z kluczowych rynków RWE w Europie. Od 2007 roku konsekwentnie budujemy swoją pozycję w sektorze energetyki odnawialnej. Na aktualny portfel aktywów operacyjnych składają się instalacje o łącznej mocy zainstalowanej sięgającej 723 MW: 541 MW w lądowej energetyce wiatrowej i 182 MW w fotowoltaice. Posiadamy 20 farm wiatrowych i planujemy dalszy rozwój działalności w obszarze odnawialnych źródeł energii w Polsce. W ramach ostatniej aukcji zabezpieczyliśmy dodatkowe przychody dla 31 projektów fotowoltaicznych o łącznej mocy 102 MW. W Polsce zatrudniamy ponad 200 osób i jesteśmy aktywni w całym cyklu życia projektu – od etapu projektowania inwestycji i budowy, po eksploatację instalacji wiatrowych i fotowoltaicznych.

Lądowa energetyka wiatrowa, jako jedno z najbardziej konkurencyjnych cenowo źródeł energii, pozostaje naszą podstawową działalnością. Jednak dla budowy niezależnego systemu energetycznego coraz ważniejsza staje się dywersyfikacja technologiczna. Dlatego rozwijamy projekty wiatrowe, fotowoltaiczne, hybrydowe w formule cable pooling oraz magazyny energii – zarówno samodzielne, jak i kolokowane z farmami PV lub wiatrowymi. Prowadzimy oceny wykonalności dla połączenia tych trzech technologii w wielu lokalizacjach, gdyż takie klastrowanie umożliwia bardziej efektywne wykorzystanie infrastruktury sieciowej, obniża ryzyko cen ujemnych i redysponowania, a także poprawia rachunek ekonomiczny projektów, szczególnie w przypadku, gdy miejsca przyłączenia do sieci są oddalone. Działania te mają być odpowiedzią na podstawowe ograniczenie dla rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce, jakim jest dostęp do sieci elektroenergetycznej. Obecnie wyzwaniem nie jest brak projektów czy finansowania, ale zdolność do dostarczania energii elektrycznej do systemu na stabilnych i przewidywalnych warunkach. Procedury przyłączenia do sieci są często długotrwałe, niewystarczająco przejrzyste i wiążą się ze znacznym ryzykiem.

Niezbędne jest przyspieszenie rozbudowy i modernizacji sieci przy jednoczesnej poprawie przewidywalności procesów przyłączeniowych. Z ostrożnym zainteresowaniem przyglądamy się również propozycjom rozwiązań dotyczących tzw. projektów zombie. O ile uwolnienie zablokowanej mocy jest konieczne, należy uważać, by nie wyeliminować wysokiej jakości projektów, opóźnionych z powodu czynników niezależnych od inwestorów. Kolejnym wyzwaniem jest uzyskiwanie pozwoleń. Procedury planistyczne i środowiskowe są długotrwałe i w niewystarczającym stopniu skoordynowane. Realizacja niektórych projektów na rynku trwa nawet dekadę, co podważa ich opłacalność ekonomiczną. Istnieje zatem wyraźna potrzeba stworzenia spójnych, długofalowych ram administracyjnych, które usprawnią i przyspieszą proces inwestycyjny. Bardzo korzystne byłoby również wykorzystanie potencjału repoweringu istniejących farm wiatrowych, a obecne przepisy nie ułatwiają w skuteczny sposób modernizacji starzejących się aktywów.

Równie ważne są stabilne ramy regulacyjne dla magazynów energii i projektów hybrydowych. System powinien premiować nie tylko wolumen produkcji energii, ale także elastyczność i wsparcie pracy sieci. W perspektywie po 2027 roku wciąż nie widać mechanizmu zapewniającego długoterminową stabilność we wszystkich technologiach. Polski sektor energetyki odnawialnej osiągnął dojrzałość, a to oznacza, że otoczenie regulacyjne musi odpowiednio ewoluować.

Poland is one of RWE's key markets in Europe. Since 2007, we have been consistently building our position in the renewable energy sector. Our current portfolio of operating assets consists of installations with a total installed capacity of 723 MW: 541 MW in onshore wind power and 182 MW in photovoltaics. We own 20 wind farms and plan to further expand our operations in the renewable energy sector in Poland. In the latest auction, we secured additional revenue for 31 photovoltaic projects with a total capacity of 102 MW. In Poland, we employ over 200 people and are active throughout the entire project lifecycle – from the investment design and construction phases to the operation of wind and photovoltaic installations.

Onshore wind power, as one of the most cost-competitive energy sources, remains our core business. However, technological diversification is becoming increasingly important for building an independent energy system. That is why we are developing wind, solar, and hybrid projects using cable pooling, as well as energy storage facilities – both standalone and co-located with solar or wind farms. We are conducting feasibility assessments for combining these three technologies in many locations, as such clustering enables more efficient use of grid infrastructure, reduces the risk of negative prices and curtailment, and improves the economic viability of projects – especially when grid connection points are remote. These efforts are intended to address the fundamental constraint on the development of renewable energy in Poland, namely access to the power grid. Currently, the challenge is not a lack of projects or financing, but the ability to supply electricity to the system under stable and predictable conditions. Grid connection procedures are often lengthy, insufficiently transparent, and involve significant risk.

It is essential to accelerate grid expansion and modernization while improving the predictability of connection processes. We are also watching proposals for solutions regarding so-called zombie projects with cautious interest. While unlocking stranded capacity is necessary, care must be taken not to eliminate high-quality projects that have been delayed due to factors beyond the investors' control. Another challenge is obtaining permits. Planning and environmental procedures are lengthy and insufficiently coordinated. The implementation of some projects on the market takes up to a decade, which undermines their economic viability. There is therefore a clear need to create a coherent, long-term administrative framework that will streamline and accelerate the investment process. It would also be highly beneficial to tap into the potential for repowering existing wind farms, and current regulations do not effectively facilitate the modernization of aging assets.

Equally important is a stable regulatory framework for energy storage and hybrid projects. The system should reward not only the volume of energy production but also flexibility and grid support. Looking beyond 2027, there is still no mechanism in sight to ensure long-term stability across all technologies. Poland's renewable energy sector has reached maturity, which means that the regulatory environment must evolve accordingly.

zawartych w okresie 7 stycznia – 28 kwietnia 2024 r., nie można całkowicie wykluczyć, że zakwestionowanie postanowień mogących potencjalnie zostać uznanych za abuzywne może mieć szerszy wymiar i odbywać się na podstawie pozostałych obowiązujących przepisów. 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

Miejskowy Plan Zagospodarowania Przestrzennego (dalej jako: MPZP) jest aktem prawa miejscowego, uchwalanym dla całego lub części obszaru danej gminy, który określa przeznaczenie, sposób zagospodarowania i zabudowy terenu oraz rozmieszczenie inwestycji celu publicznego.

Jeszcze w ramach obowiązujących regulacji (z zastrzeżeniem istotnych zmian prawnych, o których mowa poniżej) MPZP muszą co do zasady być zgodne ze studiami uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy (dalej jako: studium), które nie stanowią jednakże wiążącego aktu prawa miejscowego, a są jedynie wewnętrznym dokumentem, wyrażającym politykę przestrzenną gminy.

Ramy prawne powyższych narzędzi planistycznych określa Ustawa z 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym³⁴ (dalej jako: UPZP), która na mocy Ustawy z 7 lipca 2023 r. o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz niektórych innych ustaw³⁵ (dalej jako: Nowelizacja UPZP) została gruntownie zmodyfikowana w ramach reformy systemu planowania przestrzennego.

W ramach tej reformy wprowadzono do systemu prawnego nowe narzędzia planistyczne, w tym narzędzie w postaci planu ogólnego gminy (dalej jako: Plan ogólny). Plany ogólne, mające docelowo zastąpić studia, stanowiąc będą obligatoryjnie sporządzane akty planistyczne pokrywające teren całych gmin, z którymi badana będzie zgodność MPZP i które stanowiąc będą podstawę prawną wydawania decyzji o warunkach zabudowy (dalej jako: decyzja WZ) oraz decyzji o lokalizacji inwestycji celu publicznego (dalej jako: decyzja LICP). Drugim z nowo wprowadzonych rozwiązań są zintegrowane plany inwestycyjne (dalej jako: ZPI) stanowiące specjalny rodzaj MPZP uchwalany przez gminę we współpracy z inwestorem.

Obecnie znajdujemy się w okresie przejściowym, którego ramy wyznaczają przepisy Nowelizacji UPZP. W obiegu prawnym pozostają obowiązujące studia zachowujące moc do dnia wejścia w życie planów ogólnych, przy czym nie dłużej niż do 30 czerwca 2026 r. W mocy pozostają także obowiąz-

concluded during the period from 7 January to 28 April 2024, it cannot be entirely ruled out that challenging contractual provisions that could potentially be regarded as unfair may have a broader dimension and be pursued on the basis of other applicable regulations. Therefore, investors should bear in mind all resulting legal consequences.

3.2. Area planning and development

3.2.1. Local Spatial Development Plan/General Plan

A Local Spatial Development Plan (hereinafter: MPZP) is a local law adopted for the entire or part of a municipality's territory, which defines the land's designated use, development, and building patterns, as well as the location of public-purpose projects.

Under current regulations (subject to the significant legal changes discussed below), the MPZP must, as a rule, be consistent with the studies of conditions and directions of the municipality's spatial development (hereinafter: the study), which, however, do not constitute a binding local law but are merely an internal document expressing the municipality's spatial policy.

The legal framework for the above planning tools is defined by the Act of March 27, 2003, on Spatial Planning and Development³⁴ (hereinafter: UPZP), which, pursuant to the Act of July 7, 2023, amending the Act on Spatial Planning and Development and certain other acts³⁵ (hereinafter: the UPZP Amendment), was thoroughly modified as part of the reform of the spatial planning system.

As part of this reform, new planning tools were introduced into the legal system, including the municipal general plan (hereinafter: the General Plan). General Plans, intended to eventually replace studies, will be mandatory planning documents covering the entire territory of municipalities, against which MPZPs will be assessed for compliance and which will serve as the legal basis for issuing decisions on building conditions (hereinafter: WZ decision) and decisions on the location of public-purpose investments (hereinafter: LICP decision). The second of the newly introduced solutions are integrated investment plans (hereinafter: ZPI), which constitute a special type of MPZP adopted by the municipality in cooperation with the investor.

We are currently in a transitional period defined by the provisions of the UPZP Amendment. Existing studies remain in legal force until the General Plans enter into force, but no later than June 30, 2026. Existing MPZPs also remain in force. Until the General Plans take effect in the municipal-

³⁴ T.j. Dz. U. z 2026 r. poz. 538 ze zm.

³⁵ Dz.U. z 2023 r. poz. 1688 ze zm.

³⁴ Consolidated text: Journal of Laws of 2026, item 538, as amended.

³⁵ Journal of Laws of 2023, item 1688, as amended.

zujące MPZP. 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. 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.).

Pierwotnie studia miały obowiązywać do 31 grudnia 2025 r., jednak w związku z trudnościami zgłaszanymi przez gminy w dostosowaniu się do nowych przepisów Sejm 4 kwietnia 2025 r. uchwalił ustawę nowelizującą³⁶, która wydłużyła ten okres do 30 czerwca 2026 r. Aktualnie toczą się prace nad kolejną nowelizacją w tym zakresie, która termin 30 czerwca 2026 r. miałaby wydłużyć o 2 miesiące, tj. do 31 sierpnia 2026 r. (4 maja 2026 r. projekt ten został przekazany do Senatu, druk nr 2459; dalej jako: projekt nr 2459)

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

Zgodnie z regulacją obowiązującą w terminie 25 września 2010 r. – 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 obowiązującym wówczas art. 10 ust. 2a UPZP). Zgodnie z nowelizacją³⁷ wzmiankowanego przepisu UPZP (obowiązującą w okresie 30 października 2021 r. – 24 września 2023 r.) podniesiono próg mocy urządzeń co do zasady objętych obowiązkiem ustalenia rozmieszczenia do 500 kW (z wyłączeniem wolnostojących urządzeń fotowoltaicznych o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1000 kW zlokalizowanych na gruntach rolnych stanowiących użytki rolne klas V, VI, VIz i nieużytki oraz urządzeń innych niż wolnostojące).

Wraz z wejściem w życie Ustawy z 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych³⁸ (dalej jako: Ustawa odległościowa) lokalizacja elektrowni wiatrowych o mocy większej niż moc mikroinstalacji stała się możliwa jedynie opierając się na MPZP. Na mocy tej ustawy wprowadzono także tzw. regułę 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).

ities, the adoption or amendment of MPZPs will, as a rule, proceed in accordance with the existing provisions of the UPZP regarding the preparation and adoption of such plans. During the transition period, however, municipal authorities are exempt from the obligation to prepare or amend MPZPs in accordance with the provisions of the study regarding the location of renewable energy generation facilities and their protection zones, as these provisions no longer apply as of the effective date of the UPZP Amendment (i.e., generally as of September 24, 2023).

Originally, the studies were to remain in effect until December 31, 2025; however, due to difficulties reported by municipalities in complying with the new regulations, on April 4, 2025, the Sejm (Polish Parliament) passed an amending act³⁶, which extended this period to June 30, 2026. Work is currently underway on another amendment in this regard, which would extend the June 30, 2026, deadline by two months, i.e., to August 31, 2026. (On May 4, 2026, this bill was submitted to the Senate, Document No. 2459; hereinafter: Bill No. 2459)

The most important regulations concerning individual planning documents currently in legal circulation and those newly introduced into the legal system are discussed below.

In accordance with the regulation in force from September 25, 2010, to October 30, 2021, if the municipality planned to designate areas for the installation of renewable energy generation facilities with a capacity exceeding 100 kW, as well as their buffer zones related to restrictions on development, land use, and land management, a necessary element of the study – and thus MPZP – was to determine their location (in accordance with Article 10(2a) of the UPZP, as then in force). Pursuant to the amendment³⁷ to the aforementioned provision of the UPZP (in effect from October 30, 2021, to September 24, 2023), the power threshold for facilities generally subject to the requirement to determine their location was raised to 500 kW (excluding freestanding photovoltaic installations with an installed electrical capacity not exceeding 1,000 kW located on agricultural land classified as Class V, VI, VIz agricultural land and wasteland, as well as installations other than freestanding ones).

With the entry into force of the Act of May 20, 2016, on investments in wind power plants³⁸ (hereinafter: the Distance Act), the siting of wind power plants with a capacity exceeding that of a micro-installation became possible only on the basis of MPZP. This Act also introduced the so-called 10H rule, under which the construction of a wind farm was permitted only at a minimum distance of 10 times the total height of the wind turbine from a residential building (or a mixed-use building that includes residential functions). This distance also had to be maintained when locating

³⁶ Dz.U. z 2025 r. poz. 527.

³⁷ Dz.U. z 2021 r. poz. 1873.

³⁸ T.j. Dz.U. z 2024 r. poz. 317.

³⁶ Journal of Laws of 2025, item 527.

³⁷ Journal of Laws of 2021, item 1873.

³⁸ Consolidated text: Journal of Laws of 2024, item 317.

Odległość ta musiała być także zachowana w przypadku lokalizacji farmy wiatrowej w pobliżu form ochrony przyrody i leśnych kompleksów promocyjnych.

Organy przy sporządzaniu i uchwalaniu studium i MPZP lub ich zmiany, przewidujących lokalizację elektrowni wiatrowej na terenie gminy, zobowiązane były do uwzględnienia minimalnej odległości wynikającej z reguły 10H. Zgodnie z przepisami Ustawy odległościowej MPZP musiał określać całkowitą wysokość elektrowni wiatrowej i powinien obejmować co najmniej obszar, na którym przy zachowaniu ustawowej minimalnej odległości nie mogą być zlokalizowane nowe budynki mieszkalne albo budynki o funkcji mieszanej, w skład której wchodzi funkcja mieszkaniowa, a którego granice są wyznaczane z uwzględnieniem maksymalnej całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej określonej w tym MPZP. Przepisy przejściowe 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 przewidywano lokalizację elektrowni wiatrowej, która nie spełnia wymogów odległościowych, przepisy nakazywały odmowę 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 ustaw³⁹ (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 przewidywała jednak, że w MPZP może zostać określona inna odległość elektrowni wiatrowej, z uwzględnieniem bezwzględnej odległości minimalnej, tj. 700 metrów.

Oprócz powyższego przewidziano konieczność zachowania odległości elektrowni wiatrowych od sieci elektroenergetycznej najwyższych napięć rozumianej jako linia elektroenergetyczna najwyższych napięć lub stacja elektroenergetyczna najwyższych napięć wchodzące w skład sieci przesyłowej w rozumieniu art. 3 pkt 11a Prawa energetycznego. Odległość, która musi być zachowana, wynosi minimum trzykrotność maksymalnej średnicy wirnika wraz z łopatami albo dwukrotność 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.

³⁹ 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. 553 ze zm.

a wind farm near nature conservation areas and promotional forest complexes.

When drafting and adopting a study and MPZP or amendments thereto, providing for the location of a wind farm within the municipality, the authorities were required to consider the minimum distance resulting from the 10H rule. In accordance with the provisions of the Distance Act, MPZP had to specify the total height of the wind farm and should cover at least the area where, while maintaining the statutory minimum distance, no new residential buildings or mixed-use buildings, which include a residential function, and whose boundaries are determined taking into account the maximum total height of the wind farm specified in that MPZP. The transitional provisions of the Distance Act stipulated that studies adopted before its entry into force (i.e., before July 16, 2016) remained valid, as did the MPZPs in force on that date. However, if such MPZP provided for the location of a wind farm that did not meet the distance requirements, the provisions mandated the refusal to issue a building permit and a decision on environmental conditions for such an investment.

On April 23, 2023, the Act of March 9, 2023, amending the Act on Investments in Wind Power Plants and Certain Other Acts³⁹ (hereinafter: Amendment to the Distance Act) entered into force, pursuant to which the general principle of locating wind farms exclusively on the basis of MPZP was maintained, as well as the statutory minimum distance of a wind farm from residential buildings or mixed-use buildings that include a residential function, set at no less than 10 times the total height of the wind farm. However, the Amendment to the Distance Act provided that a different distance for wind turbines may be specified in MPZP, considering the absolute minimum distance, i.e., 700 meters.

In addition to the above, it is required to maintain a distance between wind turbines and the extra-high-voltage power grid, defined as an extra-high-voltage power line or an extra-high-voltage substation forming part of the transmission network within the meaning of Article 3(11a) of the Energy Law. The distance that must be maintained is at least three times the maximum diameter of the rotor including the blades or twice the maximum total height of the wind turbine, whichever is greater.

It was also decided to introduce a ban on locating wind power plants in selected nature conservation areas, i.e., in national parks, nature reserves, landscape parks, and Natura 2000 sites. The requirement to maintain a distance

³⁹ Act of March 9, 2023, amending the Act on investments in wind power plants and certain other acts, Journal of Laws of 2023, item 553, as amended.

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 uwzględniania 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, również mocą Nowelizacji Ustawy odległościowej, wprowadzono wyjątek w przypadku ubiegania się o wydanie dla elektrowni wiatrowej decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach lub pozwolenia na budowę opartych na MPZP obowiązujących w dacie wejścia w życie Ustawy odległościowej (tj. 16 lipca 2016 r.) oraz tych, 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. Ustalono jednak wymóg zachowania odległości nie mniejszej niż 700 metrów od budynku mieszkalnego lub budynku o funkcji mieszanej.

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

W sytuacji, gdy odległość elektrowni wiatrowej od budynku mieszkalnego albo budynku o funkcji mieszanej jest mniejsza niż 10-krotność całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej, jak również wykracza poza granice gminy, w której będzie zlokalizowana ta elektrownia wiatrowa, konieczne jest, aby MPZP zostało sporządzone również w gminie pobl-

of 10 times the total height of the wind turbine was retained only regarding national parks, while a requirement to maintain a distance of 500 meters was introduced for nature reserves.

When locating a wind farm, the distance must be measured from the boundary line of the area where the MPZP permits the construction of a wind farm. It is worth noting that the decision was made to waive the requirement to include in studies the aforementioned distances of wind turbines from residential buildings, high-voltage power grids, or nature conservation areas. Furthermore, it was decided to define what constitutes a mixed-use building, specifying that it refers to a building intended for permanent human habitation, in which the residential function accounts for more than half of its usable floor area.

An exception to the above rules, also pursuant to the Amendment to the Distance Act, was introduced in the case of applying for a decision on environmental conditions or a building permit for a wind farm based on MPZPs in effect as of the effective date of the Distance Act (i.e., July 16, 2016) and those for which a public display was conducted on that date. In such cases, it was specified that there is no obligation to assess compliance with the requirement of a distance equal to 10 times the total height of the wind farm from residential buildings, the requirements regarding distances from the highest-voltage power grid or distances from nature conservation areas, nor the prohibition on locating facilities in certain nature conservation areas. However, a requirement was established to maintain a distance of no less than 700 meters from a residential building or a mixed-use building.

Pursuant to the Amendment to the Distance Act, MPZP on the basis of which a wind farm is to be located specifies the maximum total height of the wind turbine, the maximum diameter of the rotor including the blades, and the maximum number of wind turbines. The obligation to adopt MPZP applies to the entire area within the boundaries of the municipality where the wind farm is located, situated at a distance of 10H, unless MPZP specifies a different distance, which must not be less than 700 meters. The justification attached to the draft resolution on commencing the preparation of MPZP providing for the location of a wind turbine shall include, in particular, the maximum total height of the wind turbine, the maximum diameter of the rotor including the blades, and the maximum number of wind turbines, which will be specified in MPZP.

In a situation where the distance of a wind turbine from a residential building or a mixed-use building is less than 10 times the total height of the wind farm, and also extends beyond the boundaries of the municipality where the wind farm will be located, it is necessary for MPZP to be prepared in a neighboring municipality as well, at least for the area

skiej 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. Gdy brak jest MPZP lub postanowień wyłączających taką możliwość, konieczne będzie uchwalenie lub zmiana MPZP.

Nowelizacja Ustawy o odległościowej nałożyła też dodatkowe wymogi dotyczące udostępniania informacji na etapie uchwalania lub zmiany MPZP lokalizujących elektrownie wiatrowe. Zmiany te były ukierunkowane na umożliwienie szerokiej partycypacji społecznej – rozszerzono katalog możliwych form przeprowadzania konsultacji oraz określono szczegółowe zasady ich organizacji.

Obecnie zatem obowiązek ogłoszenia informacji o podjęciu uchwały o przystąpieniu do sporządzenia MPZP obejmuje: publikację w prasie, wywieszenie ogłoszenia w widocznym miejscu na terenie objętym sporządzanym MPZP lub w siedzibie urzędu, udostępnienie informacji na stronie internetowej urzędu (o ile taka istnieje) oraz w Biuletynie Informacji Publicznej, jak również podanie jej do wiadomości w sposób zwyczajowo przyjęty w danej miejscowości – zarówno w gminie, na terenie której zlokalizowana jest elektrownia wiatrowa, jak i w gminie pobliskiej. Wprowadzono też obowiązek uzyskania opinii wójta, burmistrza albo prezydenta miasta pobliskiej gminy, dotyczącej projektu MPZP sporządzanego w celu lokalizacji elektrowni wiatrowej. Mieszkańcy pobliskich gmin będą również informowani o terminach zaopiniowania projektu MPZP. Ponadto obligatoryjne jest zorganizowanie na etapie podjęcia uchwały o przystąpieniu do sporządzania MPZP co najmniej jednego spotkania otwartego w formie bezpośredniego spotkania 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 bezpośredniego spotkania 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.

within its territory located no more than 700 meters from the wind farm. Importantly, this does not necessarily have to be a municipality directly adjacent to the municipality where the wind farm will be located, but it should be within a range of 10 times the maximum total height of the wind farm in question.

Selecting a location for a wind farm therefore requires a detailed review of the planning situation in the area, i.e., whether MPZP is in effect in that area, and if so, whether the applicable MPZP permits the location of the planned project. If there is no MPZP or provisions excluding such a possibility, it will be necessary to adopt or amend MPZP.

The Amendment to the Distance Act also imposed additional requirements regarding the disclosure of information during the adoption or amendment of MPZPs designating sites for wind power plants. These changes were aimed at facilitating broad public participation – the list of possible forms of consultation was expanded, and detailed rules for their organization were established.

Currently, therefore, the obligation to announce the adoption of a resolution to commence the preparation of MPZP includes publication in the press, posting a notice in a visible location within the area covered by MPZP being prepared or at the authority's office's headquarters, making the information available on the authority's office's website (if one exists) and in the Public Information Bulletin, as well as making it known in the manner customarily accepted in the locality – both in the municipality where the wind farm is located and in a neighboring municipality. An obligation has also been introduced to obtain the opinion of the commune head, mayor, or city president of a nearby municipality regarding the draft MPZP prepared for the purpose of locating a wind farm. Residents of nearby municipalities will also be informed of the deadlines for providing opinions on the draft MPZP. Furthermore, it is mandatory to organize, at the stage of adopting a resolution to commence the preparation of MPZP, at least one open meeting in the form of a face-to-face meeting and at least one open meeting conducted via remote communication means that allow participants to speak, ask questions, and submit comments. Subsequently, it is necessary to announce the commencement of public consultations on the draft MPZP and to conduct such public consultations, including, again, at least one open meeting in the form of an in-person gathering and at least one open meeting conducted via remote communication means that allow participants to speak, ask questions, and submit comments. The following individuals are required to participate in the public meetings: the commune head, mayor, or city president; their deputy or the commune secretary; a representative of the commune's urban planning and architectural commission; and a representative of the investor planning a project involving the construction or reconstruction of a wind power plant – if applicable.

Nowelizacja Ustawy odległościowej weszła w życie z dniem 23 kwietnia 2023 r., z wyjątkiem przepisów dotyczących możliwości zaliczenia mieszkańców gminy, na terenie której będzie lokalizowana elektrownia wiatrowa, do katalogu prosumentów wirtualnych, które pierwotnie miały wejść w życie 2 lipca 2024 r. Termin wejścia w życie tych przepisów był przesunięty na 2 lipca 2025 r.⁴⁰, a aktualnie, w efekcie kolejnej nowelizacji, przyjęto dzień 20 października 2026 r.⁴¹ Dodać należy, że MPZP obowiązujące w dniu wejścia w życie Nowelizacji Ustawy odległościowej zachowują swą moc.

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

Warto przy tym zwrócić uwagę, że:

- pożądane 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 łopatom oraz maksymalną liczbę elektrowni wiatrowych);
- zapewnienie prawidłowego udziału społeczeństwa jest szczególnie ważnym elementem procedury planistycznej. Uchybienie obowiązкови 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, kogo interes prawny został naruszony poprzez uchwalenie MPZP, może zaskarżyć MPZP do sądu administracyjnego, żądając stwierdzenia jego nieważności. Możliwość stwierdzenia nieważności MPZP nie jest ograniczona terminem, a sąd może orzec jego nieważność po spełnieniu ustawowych przesłanek niezależnie od daty uchwalenia MPZP. Co do zasady interes prawny do zaskarżenia MPZP mają właściciele nieruchomości znajdujących się na terenie nim objętym. Właściciel musi udowodnić, że zaskarżony MPZP nie tylko narusza

The Amendment to the Distance Act entered into force on April 23, 2023, with the exception of the provisions regarding the possibility of including residents of the municipality where the wind farm will be located in the catalog of virtual prosumers, which were originally scheduled to take effect on July 2, 2024. The effective date of these provisions was postponed to July 2, 2025,⁴⁰ and currently, as a result of a subsequent amendment, October 20, 2026⁴¹ has been adopted as the effective date. It should be added that MPZPs in force on the date of entry into force of the Amendment to the Distance Act remain valid.

In summary, MPZPs serve as the basis for issuing administrative decisions, including those critical to the implementation of a wind farm, such as the decision on environmental conditions or the building permit. The outcome of the planning procedure will therefore determine whether the wind farm project can be implemented without legal risks that could result in the suspension of operations in the future.

It is worth noting that:

- it is desirable for MPZP to cover all wind farm infrastructure facilities;
- the provisions of MPZP must specify the maximum parameters of wind turbines (i.e., the maximum total height of a 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 commencement of the preparation of MPZP and to allow the local community to review the draft MPZP and submit comments may result in the invalidity of MPZP;
- a material violation of the rules for preparing a study/General Plan or MPZP, a material violation of the procedure for their preparation, as well as a violation of the jurisdiction of the authorities in this regard, render MPZP invalid in whole or in part;
- within 30 days of the delivery of the resolution adopting or amending MPZP, the competent provincial governor (voivode) may declare it invalid on the grounds of its illegality. After this period expires, the voivode may also challenge the effective MPZP before an administrative court at any time;
- anyone whose legal interests have been infringed upon by the adoption of MPZP may challenge MPZP before an administrative court, seeking a declaration of its invalidity. The possibility of declaring MPZP invalid is not subject to a time limit, and the court may rule it invalid upon fulfillment of the statutory conditions, regardless of the date of MPZP's adoption. As a general rule, owners of real estate located within the area covered by MPZP have a legal interest in challenging it. The owner must prove that the challenged MPZP not only violates applicable law

⁴⁰ Dz. U. z 2026 r. poz. 21

⁴¹ Dz.U. z 2025 r. poz. 759.

⁴⁰ Journal of Laws of 2026, item 21

⁴¹ Journal of Laws of 2025, item 759.

obowiązujące prawo, ale poprzez naruszenie prawa jednocześnie pozbawia go pewnych uprawnień albo uniemożliwia ich realizację⁴². 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.

Natomiast jeśli chodzi o wspomniane ZPI, czyli kolejne niedawno wprowadzone do polskiego porządku prawnego narzędzie planistyczne, to dzięki tej instytucji możliwe jest uchwalenie specjalnego rodzaju MPZP dopuszczającego realizację inwestycji głównej planowanej przez inwestora i jednocześnie zrealizowanie danej inwestycji uzupełniającej (np. budowy, zmiany sposobu użytkowania lub przebudowy sieci uzbrojenia terenu czy dróg publicznych) przy współudziale inwestora, co na podstawie dotychczasowych przepisów nie było możliwe. Istotnym ograniczeniem jest jednak to, że taka inwestycja uzupełniająca ma „służyć obsłudze inwestycji głównej” (ww. projekt 2459 ma jednak to ograniczenie usunąć). 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 uzupełniającej oraz zobowiązania stron umowy. W przypadku uchwalenia ZPI na obszarach objętych już MPZP, ZPI zastąpi dotychczas obowiązujący MPZP.

Wątpliwości budzi możliwość uchwalenia ZPI dla inwestycji w postaci elektrowni wiatrowych. Z formalnego punktu widzenia wydaje się, że ustawodawca dopuścił taką możliwość. Niemniej 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. Obecnie rząd pracuje nad projektem kolejnej nowelizacji Ustawy odległościowej oraz UPZP, który jednoznacznie ma potwierdzić możliwość stosowania ZPI dla elektrowni wiatrowych (numer z wykazu prac legislacyjnych Rady Ministrów: UD332; dalej jako Projekt UD332). Dodatkowo w kwietniu 2026 r. NSA wydał orzeczenie, w którym zgodnie z informacjami prasowymi zajął stanowisko, iż budowa elektrowni wiatrowych może odbywać się w procedurze ZPI. Niestety na dzień sporządzenia niniejszego raportu nie opublikowano treści uzasadnienia tego wyroku⁴³.

Projekt UD332 w odróżnieniu od wcześniejszego projektu zmian Ustawy odległościowej (druk nr 1130), zawetowanego przez Prezydenta RP w sierpniu 2025 r., nie zakłada już odejścia od tzw. reguły 10H i wprowadzenia stałej

but, by doing so, simultaneously deprives the owner of certain rights or prevents the exercise of those rights.⁴² The owner cannot, however, rely on a purely hypothetical situation, such as the claim that, due to the construction of a wind farm, they will be unable to use agricultural property for construction purposes in the future.

As for the aforementioned ZPI – a planning tool recently introduced into the Polish legal system – this institution makes it possible to adopt a special type of MPZP that permits the implementation of the main investment planned by the investor while simultaneously allowing for the completion of a complementary investment (e.g., construction, changes in land use, or the reconstruction of utility networks or public roads) in cooperation with the investor, which was not possible under previous regulations. A significant limitation, however, is that such a complementary investment must “serve the main investment” (the aforementioned Bill No. 2459 aims to remove this limitation). It is noted that granting the ZPI the status of MPZP will increase resident participation in the proceedings and clarify the rules for investment location by introducing a requirement for compliance with the general plan, as with any MPZP. ZPI is adopted by the municipal council at the investor’s request, following negotiations and the conclusion of an urban planning agreement specifying the terms and conditions for implementing the complementary investment and the obligations of the parties to the agreement. If a ZPI is adopted in areas already covered by an MPZP, the ZPI will replace the previously applicable MPZP.

Doubts arise regarding the possibility of adopting ZPI for wind farm projects. From a formal standpoint, it appears that the legislature has allowed for this possibility. Nevertheless, the relationship between the ZPI adoption procedure regulated in the UPZP and the specific procedure for adopting MPZP for wind farms regulated in the Distance Act remains undefined. Consequently, conducting the ZPI procedure for a wind power project may raise numerous legal doubts. Currently, the government is working on a draft of another amendment to the Distance Act and the UPZP, which is intended to unequivocally confirm the possibility of applying ZPI to wind farms (number on the Council of Ministers’ legislative agenda: UD332; hereinafter: Draft UD332). Additionally, in April 2026, the Supreme Administrative Court (NSA) issued a ruling in which, according to press reports, it took the position that the construction of wind farms may proceed under the ZPI procedure. Unfortunately, as of the date of this report, the reasoning behind this ruling has not been published.⁴³

Draft UD332, unlike the earlier draft amendments to the Distance Act (Bill No. 1130), which was vetoed by the President of the Republic of Poland in August 2025, no longer proposes moving away from the so-called 10H

⁴² Wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z 12 marca 2013 r., sygn. akt I OSK 1761/12.

⁴³ Dz.U. z 2019 r. poz. 1839 ze zm.

⁴² Judgment of the Supreme Administrative Court of March 12, 2013, case no. I OSK 1761/12.

⁴³ Journal of Laws of 2019, item 1839, as amended.

minimalnej odległości 500 metrów pomiędzy elektrownią wiatrową a budynkiem mieszkalnym albo budynkiem o funkcji mieszanej. Intencją projektodawcy jest więc utrzymanie dotychczasowych kryteriów odległościowych (tj. jako regułę 10H z możliwością przyjęcia innej odległości w MPZP, ale nie mniejszej niż 700 metrów). Proponowane zmiany (wg projektu z 9 marca 2026 r.) dotyczą m.in.: wspomnianego już doprecyzowania przepisów dotyczących ZPI w kontekście lokalizowania na ich podstawie elektrowni wiatrowych, ustandaryzowania procedury planistycznej dotyczącej lokalizowania elektrowni wiatrowych i skonsolidowania jej w jednym akcie normatywnym (UPZP), jak również umożliwienia równoległego podejmowania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach oraz MPZP dla tego rodzaju inwestycji. Projekt nowelizacji zakłada również wprowadzenie nowego mechanizmu gratyfikacji społeczności lokalnych w postaci funduszu partycypacyjnego w związku z budową elektrowni wiatrowych na terenach zamieszkałych przez te społeczności. Przyjęcie tej zmiany oznaczałoby zatem uchYLENIE obecnie przyjętego w Ustawie odległościowej mechanizmu polegającego na uzyskiwaniu statusu prosumenta wirtualnego.

Równolegle do powyższego projektu toczą się prace nad projektem zmiany Rozporządzenia Rady Ministrów z 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko⁴⁴, których celem jest umożliwienie modernizacji istniejących elektrowni wiatrowych (ang. *repowering*) bez obowiązku uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach (numer z wykazu prac legislacyjnych Rady Ministrów: RD239).

3.2.2. Warunki zabudowy

Lokalizowanie elektrowni wiatrowych do czasu wejścia w życie Ustawy odległościowej dopuszczalne było także na podstawie decyzji 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.

rule and introducing a fixed minimum distance of 500 meters between a wind farm and a residential building or a mixed-use building. The drafters' intention is therefore to maintain the existing distance criteria (i.e., the 10H rule with the possibility of adopting a different distance in MPZP but not less than 700 meters). The proposed changes (according to the draft of March 9, 2026) concern, among other things: the aforementioned clarification of provisions regarding ZPI in the context of locating wind farms based on them, standardizing the planning procedure for locating wind farms and consolidating it into a single regulatory act (UPZP), as well as enabling the parallel processing of decisions on environmental conditions and MPZP for this type of investment. The draft amendment also provides for the introduction of a new mechanism to compensate local communities in the form of a participatory fund in connection with the construction of wind farms in areas inhabited by these communities. Adoption of this amendment would therefore entail the repeal of the mechanism currently provided for in the Distance Act, which involves obtaining the status of a virtual prosumer.

In parallel with the above draft, work is underway on a draft amendment to the Regulation of the Council of Ministers of September 10, 2019, on projects that may have a significant impact on the environment⁴⁴, aimed at enabling the modernization of existing wind power plants (repowering) without the obligation to obtain a decision on environmental conditions (number from the Council of Ministers' legislative agenda: RD239).

3.2.2. WZ decisions

Until the Distance Act came into force, the siting of wind farms was also permitted on the basis of a WZ decision, a spatial planning instrument alternative to the MPZP. This option was eliminated by the introduction of the requirement to locate wind farms exclusively based on the MPZP. Pursuant to the transitional provisions of the Distance Act, proceedings regarding the issuance of WZ decisions concerning wind power plants, initiated and not concluded by the date of its entry into force (i.e., July 16, 2016), shall be discontinued, and WZ decisions issued prior to that date shall cease to be valid – unless, before the Distance Act's entry into force, proceedings for the issuance of a building permit were initiated with respect to the projects covered by such decisions.

⁴⁴ 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.

⁴⁴ Pursuant to Article 2(5) of the Public Procurement Law, a public-purpose investment includes activities of local (municipal) and supra-local (county, provincial, and national) significance, as well as national (including international and supra-regional investments) and metropolitan (covering a metropolitan area) activities, regardless of the status of the entity undertaking such activities and the sources of their financing, which constitute the implementation of the objectives referred to in Article 6 of the Act of August 21, 1997, on Real Estate Management.

3.2.3. Lokalizacja inwestycji celu publicznego

Choć pożądanym jest, aby MPZP obejmował wszystkie elementy infrastrukturalne farmy wiatrowej, wynikający z Ustawy o odległościowej obowiązek lokalizowania elektrowni wiatrowych wyłącznie na podstawie MPZP nie znajduje zastosowania do pozostałych elementów infrastruktury farmy wiatrowej. W przypadku, gdy takie elementy są zlokalizowane na terenach, na których nie obowiązuje MPZP, może zostać uzyskana decyzja LICP. Uzyskanie powyższej decyzji będzie możliwe wyłącznie dla inwestycji stanowiących cele publiczne⁴⁵, o ile spełnione zostaną warunki określone w UPZP. Infrastruktura techniczna farmy wiatrowej, taka jak linia kablowa, uznawana jest za inwestycję celu publicznego w myśl art. 6 pkt 2 Ustawy o gospodarce nieruchomościami, i możliwe jest uzyskanie dla niej decyzji LICP⁴⁶.

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 prawa⁴⁷. Jak rozstrzygnął jednak Naczelny Sąd Administracyjny⁴⁸, 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.

3.2.4. Obszary przyspieszonego rozwoju OZE

W związku z wdrażaniem unijnej dyrektywy RED III Ustawą z 9 października 2025 r.⁴⁹ przyjęto rozwiązania przewidujące utworzenie tzw. obszarów przyspieszonego rozwoju

⁴⁵ 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.

⁴⁶ Wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Warszawie z 19 czerwca 2013 r., sygn. akt IV SA/Wa 750/13.

⁴⁷ Wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z 2 czerwca 2015 r., sygn. akt II OSK 2669/13.

⁴⁸ Ustawa z 9 października 2025 r. o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz niektórych innych ustaw, Dz.U. z 2025 r. poz. 1535.

⁴⁹ T.j. Dz.U. z 2024 r. poz. 1112 ze zm.

3.2.3. Location of public-purpose projects

Although it is desirable for MPZP to cover all infrastructure components of a wind farm, the requirement under the Distance Act to locate wind power plants solely on the basis of the MPZP does not apply to other infrastructure components of the wind farm. In cases where such elements are located in areas not covered by MPZP, a LICP decision may be obtained. Obtaining such a decision will be possible only for projects serving public purposes⁴⁵, provided that the conditions set forth in the UPZP are met. The technical infrastructure of a wind farm, such as a cable line, is considered a project serving a public purpose under Article 6(2) of the Real Estate Management Act, and it is possible to obtain a LICP decision for it.⁴⁶

It is worth noting that prior to the introduction of the requirement to locate wind power plants in accordance with MPZP, the LICP decision served as an alternative planning instrument for power generation facilities as well. However, as established by case law, electricity-generating facilities do not constitute public-purpose investments. Consequently, in the case law of administrative courts, there have been instances where LICP decisions issued for wind farms were deemed to have been issued in flagrant violation of the law.⁴⁷ However, as the Supreme Administrative Court ruled⁴⁸, an authority's adoption of one of the legal interpretations presented in case law and its expression in a decision cannot be treated as a gross violation of the law. Consequently, a LICP decision issued for an investment involving the construction of a wind farm is not vitiated by a gross violation of the law. The mere erroneous classification of a wind farm as a public-purpose investment does not justify declaring the final LICP decision invalid.

Pursuant to the UPZP Amendment, the issuance of a LICP decision will be possible provided it complies with the general plan.

3.2.4. Areas of accelerated RES development

In connection with the implementation of the EU's RED III Directive, the Act of October 9, 2025⁴⁹ adopted provi-

⁴⁵ See, e.g., the judgment of the Supreme Administrative Court of August 4, 2011, case no. II OSK 1133/11, and the judgment of the Supreme Administrative Court of June 14, 2019, case no. II OSK 2031/17.

⁴⁶ Judgment of the Provincial Administrative Court in Warsaw of June 19, 2013, case no. IV SA/Wa 750/13.

⁴⁷ Judgment of the Supreme Administrative Court of June 2, 2015, case no. II OSK 2669/13.

⁴⁸ Act of October 9, 2025, amending the Act on the Promotion of Electricity Generation in Offshore Wind Farms and Certain Other Acts, Journal of Laws of 2025, item 1535.

⁴⁹ Consolidated text: Journal of Laws of 2024, item 1112, as amended..

instalacji OZE (dalej jako: OPRO). To wyznaczone przez samorządy województwa tereny – głównie przemysłowe, zdegradowane lub o niskim ryzyku środowiskowym – na których procedura lokalizacji źródeł odnawialnych ma być w założeniu łatwiejsza. Podstawowym bowiem założeniem OPRO, w następstwie uzasadnienia projektu ustawy wprowadzającej to rozwiązanie, jest ich wyznaczenie w miejscach, które nie budzą zastrzeżeń z punktu widzenia ochrony środowiska (tereny o niskim ryzyku środowiskowym), co ma pozwolić na znaczące ułatwienie i przyspieszenie procedury środowiskowej. Zgodnie z aktualnym brzmieniem przepisów z konkretnego ułatwienia, w ramach OPRO, mogą skorzystać farmy wiatrowe o łącznej mocy nominalnej 100 MW lub większej, zaliczane do przedsięwzięć mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko – ich realizacja na terenie OPRO nie będzie wymagała uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach.

Dla każdego rodzaju OZE możliwe będzie opracowanie odrębnych OPRO. Marszałek województwa, po podjęciu przez sejmik województwa uchwały o przystąpieniu do sporządzania planu OPRO, będzie zobowiązany do uzgodnienia tego planu i zebrania opinii od szeregu instytucji – przede wszystkim gmin, na których położony miałby być OPRO, regionalnych dyrekcji ochrony środowiska, jak również m.in. operatorów sieci. Minister właściwy ds. klimatu będzie natomiast odpowiedzialny za publikację cyfrowych map potencjału OZE. Co istotne, przy ocenie praktycznego potencjału OPRO warto wziąć pod uwagę, że teren, na którym miałyby być wyznaczone takie obszary, musi być jednocześnie objętym planem miejscowym dopuszczającym realizację danego rodzaju instalacji OZE.

Na dzień publikacji niniejszego raportu w Polsce nie wyznaczono jeszcze ani jednego OPRO. Natomiast zgodnie z dyrektywą RED III państwa członkowskie powinny zapewnić, aby właściwe organy wyznaczyły OPRO dla co najmniej jednego rodzaju OZE. Aktualnie minister klimatu i środowiska opracowuje projekt rozporządzenia określającego sposób przygotowania projektu planów OPRO oraz sposób dokumentowania prac w tym zakresie (numer z wykazu prac legislacyjnych ministra klimatu i środowiska: 1281).

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. OOŚ). OOŚ to postępowanie oceniające wpływ planowanego przedsięwzięcia na środowisko, które obejmuje weryfikację raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko (dalej jako: Raport OOŚ), uzyskanie wymaganych opinii i uzgodnień oraz zapewnienie możliwości udziału społeczeństwa w postępowaniu, uregulowane przepisami Ustawy z 3 października 2008 r.

sions establishing so-called areas for the accelerated development of renewable energy installations (hereinafter: OPRO). These are areas designated by provincial governments – primarily industrial, degraded, or low-environmental-risk sites – where the procedure for locating renewable energy sources is intended to be easier. The fundamental premise of OPRO, as outlined in the explanatory memorandum to the bill introducing this solution, is to designate them in locations that do not raise environmental concerns (areas with low environmental risk), which is intended to significantly simplify and accelerate the environmental permitting process. Under the current wording of the regulations, wind farms with a total nominal capacity of 100 MW or more – classified as projects that can always have a significant impact on the environment – may benefit from this specific facilitation under OPRO; their implementation within an OPRO area will not require obtaining a decision on environmental conditions.

Separate OPROs may be developed for each type of renewable energy source. The provincial marshal, following the provincial council's adoption of a resolution to commence drafting the OPRO plan, will be required to coordinate the plan and gather opinions from a range of institutions – primarily the municipalities where the OPRO would be located, regional environmental protection directorates, as well as, among others, grid operators. The minister responsible for climate will be responsible for publishing digital maps of renewable energy potential. Importantly, when assessing the practical potential of OPRO, it is worth noting that the area where such zones would be designated must also be covered by MPZP permitting the construction of the specific type of renewable energy installation.

As of the date of publication of this report, not a single OPRO has yet been designated in Poland. However, in accordance with the RED III Directive, Member States should ensure that competent authorities designate OPROs for at least one type of renewable energy. Currently, the Minister of Climate and Environment is drafting a regulation specifying the method for preparing OPRO plan drafts and the method for documenting work in this regard (item number in the Minister of Climate and Environment's legislative agenda: 1281).

Environmental impact

4.1. Environmental impact assessment

During the proceedings for the issuance of a decision on environmental conditions (hereinafter: EID), it may be necessary to conduct an environmental impact assessment (EIA) of a given project. The EIA is a procedure assessing the impact of a planned project on the environment, which includes verifying the environmental impact report (hereinafter: EIA Report), obtaining the required opinions and approvals, and ensuring public participation in the proceedings, as regulated by the Act of October 3, 2008, on access to information on the environment and its protection,

o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko⁵⁰.

Raport OOS jest zawsze wymagany w przypadku, gdy planowane przedsięwzięcie zalicza się do przedsięwzięć mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko – w przypadku elektrowni wiatrowych będą to instalacje lądowe o łącznej mocy nominalnej nie mniejszej niż 100 MW oraz w każdym przypadku, niezależnie od mocy, morskie farmy wiatrowe.

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.

Do kategorii przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko zaliczają się elektrownie wiatrowe o mocy nominalnej mniejszej niż 100 MW.

W przypadku przedsięwzięć mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko procedura inicjowana jest złożeniem przez inwestora wniosku o wydanie DŚU jednocześnie z Raportem OOS (chyba że wnioskodawca zdecydował o wystąpieniu najpierw z wnioskiem o ustalenie zakresu Raportu OOS – w takim wypadku składa kartę informacyjną przedsięwzięcia).

Natomiast jeśli chodzi o przedsięwzięcia zaliczane do mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko, procedura ocenowa wygląda w ten sposób, że inwestor do wniosku o wydanie DŚU załącza kartę informacyjną przedsięwzięcia, a organ właściwy do wydania DŚU (w przypadku elektrowni wiatrowych jest to zawsze Regionalny Dyrektor Ochrony Środowiska), 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. W takiej sytuacji organ określa 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

public participation in environmental protection, and environmental impact assessments.⁵⁰

An EIA report is always required when the planned project falls under the category of projects that may always have a significant impact on the environment – in the case of wind power plants, these are onshore installations with a total nominal capacity of at least 100 MW, and in every case, regardless of capacity, offshore wind farms.

This document may also be required if the planned project is classified as one that could potentially have a significant impact on the environment, provided that such an obligation is imposed on the investor by the authority handling the case during the proceedings.

The category of projects that may potentially have a significant impact on the environment includes wind power plants with a nominal capacity of less than 100 MW.

For projects that always have a significant potential impact on the environment, the procedure is initiated by the investor submitting an application for an EID simultaneously with the EIA Report (unless the applicant has decided to first submit a request to determine the scope of the EIA Report – in which case they submit a project information sheet).

However, for projects classified as having the potential to significantly impact the environment, the assessment procedure works as follows: the investor attaches a project information sheet to the application for an EID, and the authority competent to issue the EID (in the case of wind power plants, this is always the Regional Director for Environmental Protection), after consulting specialized authorities (the State Sanitary Inspection and the State Water Management Authority – *Wody Polskie*), decides on the necessity of conducting an EIA procedure with respect to the project covered by the application.

The necessity to conduct an EIA then entails imposing on the investor the obligation to prepare a full EIA Report. In such a situation, the authority defines the scope of the required EIA Report and simultaneously suspends the proceedings until the full report is submitted.

The EIA Report should present a description of at least three project implementation options: the option selected for implementation, a reasonable alternative option, and the reasonable option most favorable to the environment.

⁵⁰ 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).

⁵⁰ Act of March 30, 2021, amending the Act on Access to Information on the Environment and Its Protection, Public Participation in Environmental Protection, and Environmental Impact Assessments, and Certain Other Acts (Journal of Laws of 2021, item 784).

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 oddziaływanie mieszczą się w obszarze oddziaływania planowanego przedsięwzięcia – w zakresie, w jakim ich oddziaływanie mogą prowadzić do skumulowania oddziaływań z planowanym przedsięwzięciem. Istotne jest także przedstawienie informacji nt. oddziaływania akustycznego przedsięwzięcia na środowisko. W Raporcie OOŚ należy także szczegółowo zbadać wpływ farmy wiatrowej na tereny podlegające ochronie, w tym na obszary Natura 2000.

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

Kluczowym elementem procedury OOŚ jest także zapewnienie udziału społeczeństwa w postępowaniu. Do działań 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 Publicznej, ogłaszanie w siedzibie organu czy obwieszczenie w sposób zwyczajowo przyjęty. Co więcej, ważne jest także zapewnienie przez organ możliwości udziału w konsultacjach społecznych czy organizacja rozprawy administracyjnej otwartej dla publiczności, jeśli miałyby to przyspieszyć lub uprościć postępowanie. Organ nie ma obowiązku przychylić się do uwag i wniosków składanych w toku procedury z udziałem społeczeństwa. Jego obowiązkiem jest jednak rozważenie wszelkich złożonych wniosków oraz odniesienie się do wyników tego postępowania w uzasadnieniu DŚU.

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

4.2. Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach (DŚU)

Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach jest jedną z pierwszych decyzji uzyskiwanych w toku procesu inwestycyjno-budowlanego związanego z realizacją farmy wiatrowej. Wydanie DŚU następuje przed uzyskaniem

Furthermore, the EIA Report should include information on the cumulative impacts of projects being implemented, completed, or planned – for which an EID has been issued – located within the area where the project is planned, within the project's impact area, or whose impacts fall within the impact area of the planned project – to the extent that their impacts may lead to cumulative effects with the planned project. It is also important to provide information on the project's acoustic impact on the environment. The EIA Report should also thoroughly examine the wind farm's impact on protected areas, including Natura 2000 sites.

After the investor submits the EIA Report, the authority requests approval of the project's implementation conditions and forwards the EIA Report to specialized agencies for their opinions, namely the State Sanitary Inspection and the State Water Management Authority (*Wody Polskie*). During the consultation process, the investor may be required to provide additional explanations or supplements to the EIA Report.

A key element of the EIA procedure is also ensuring public participation in the proceedings. Measures aimed at ensuring active public participation include, among others, properly informing the public about the initiation of the proceedings and the decisions made during the process, making this information available in the relevant Public Information Bulletin, posting notices at the authority's headquarters, or announcing them in the customary manner. Furthermore, it is also important for the authority to provide opportunities for participation in public consultations or to organize an administrative hearing open to the public, if this would expedite or simplify the proceedings. The authority is not obligated to accept the comments and motions submitted during the public participation procedure. However, it is required to consider all submitted motions and address the results of this process in the justification of the EID.

After successfully completing the EIA procedure described above, the authority issues the EIA Decision, in which it specifies the conditions for implementing the project, considering the requirements set forth in the agreed terms. When issuing the EIA Decision, the authority takes into account the following elements: the results of opinions and consultations with specialized authorities, the findings contained in the EIA Report, the results of the public participation process, and the results of the cross-border environmental impact assessment, if conducted.

4.2. Decision on environmental conditions (EID)

The DEC is one of the first decisions obtained during the investment and construction process related to the development of a wind farm. The EID is issued prior to obtaining other investment decisions, including the building permit.

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. wspomnianą już kartę informacyjną przedsięwzięcia, która przedstawia podstawowe informacje na temat projektu (w przypadku przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko) lub Raport OOŚ (w przypadku przedsięwzięć mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko), 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.

Aktualnie organ, po otrzymaniu wniosku o wydanie DŚU, poprzedza właściwą ocenę środowiskową przedsięwzięcia analizą zgodności jego lokalizacji z ustaleniami MPZP. Stwierdzenie braku takiej zgodności stanowi przesłankę do odmowy wydania DŚU. Mając na uwadze długotrwałość obu procedur – zarówno planistycznej (MPZP), jak i środowiskowej – branża wiatrowa postuluje możliwość ich równoległego prowadzenia. Wspomniany Projekt UD332 ma to umożliwić: w sytuacji, w której MPZP nie przewiduje lokalizacji elektrowni wiatrowej objętej wnioskiem o wydanie DŚU, inwestor będzie mógł przedłożyć uchwałę o przystąpieniu do sporządzenia MPZP (lub odpowiednio – ZPI) uwzględniającego możliwość lokalizacji takiej elektrowni. W takiej sytuacji, zgodnie z projektowanym brzmieniem przepisów, postępowanie w sprawie wydania DŚU umarza się, jeżeli wnioskodawca w terminie 5 lat od wszczęcia tego postępowania nie przedłoży wypisu i wyrysu z MPZP.

Na skutek nowelizacji⁵¹, która weszła w życie 13 maja 2021 r., wprowadzono możliwość wstrzymania wykonania DŚU, co będzie mogło zostać dokonane dwukrotnie, tj. przez organ drugiej instancji rozpoznający odwołanie, a następnie przez sąd rozpatrujący skargę na DŚU. Jednocześnie wstrzymanie wykonania DŚU będzie powodować obligatoryjne zawieszenie postępowania m.in. o wydanie pozwolenia na budowę dla inwestycji.

4.3. Minimalna odległość od terenów chronionych

Ustawa odległościowa wprowadziła minimalną odległość od elektrowni wiatrowej do zabudowań mieszkalnych lub form ochrony przyrody oraz leśnych kompleksów promocyjnych. Odległość ta miała być równa lub większa od 10-krotności

The Regional Director for Environmental Protection is the competent authority for issuing the EID for wind power plants.

The application for an EID must be accompanied by, among other things, the aforementioned project information sheet, which presents basic information about the project (for projects that may potentially have a significant impact on the environment) or an EIA Report (for projects that will always have a significant impact on the environment), a copy of the cadastral map certified by the competent authority 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 another document allowing for the identification of the parties to the proceedings, as well as an extract and a map excerpt from the MPZP.

Currently, upon receiving an application for an EID, the authority precedes the actual environmental assessment of the project with an analysis of the compliance of its location with the provisions of the MPZP. A finding of non-compliance constitutes grounds for refusing to issue the EID. Given the lengthy nature of both procedures – both the planning (MPZP) and environmental ones – the wind energy industry is advocating for the possibility of conducting them in parallel. The aforementioned Draft UD332 is intended to enable this: in a situation where MPZP does not provide for the location of a wind farm covered by the application for an EID, the investor will be able to submit a resolution to initiate the preparation of MPZP (or, as the case may be, a detailed MPZP) that considers the possibility of locating such a wind farm. In such a situation, in accordance with the proposed wording of the regulations, the proceedings for the issuance of an EID are discontinued if the applicant fails to submit an extract and a map excerpt from the MPZP within 5 years of the initiation of such proceedings.

As a result of the amendment⁵¹ to the Act on Environmental Protection, which entered into force on May 13, 2021, the possibility of suspending the enforcement of the EID has been introduced, which may be done twice: first by the second-instance authority reviewing the appeal, and then by the court hearing the complaint against the EID. At the same time, the suspension of the implementation of the EID will result in the mandatory suspension of proceedings, including those for the issuance of a building permit for the project.

4.3. Minimum distance from protected areas

The Distance Act established a minimum distance from a wind power plant to residential buildings, nature conservation areas, and promotional forest complexes. This distance was to be equal to or greater than 10 times

⁵¹ T.j. Dz.U. z 2025 r. poz. 418.

⁵¹ Consolidated text: Journal of Laws of 2025, item 418..

wysokości elektrowni wiatrowej mierzonej od poziomu gruntu do najwyższego punktu budowli, wliczając elementy techniczne, w szczególności wirnik wraz z łopatomy (tzw. reguła 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, rezerwatów przyrody i innych form ochrony 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. reguła 10H), chyba że MPZP określa inną odległość, jednak nie mniejszą niż 700 metrów. Z kolei odległość od sieci elektroenergetycznych najwyższych napięć ma być równa lub większa od trzykrotności maksymalnej średnicy wirnika (tzw. 3D) wraz z łopatomy albo równa lub większa od dwukrotności maksymalnej całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej (tzw. 2H), określonych w MPZP, 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. reguła 10H), a w przypadku rezerwatu przyrody odległość ta ma wynosić nie mniej niż 500 metrów. Ponadto zakazuje się lokalizacji elektrowni wiatrowych na terenach parków narodowych, rezerwatów przyrody, parków krajobrazowych i obszarów Natura 2000.

Organy odpowiedzialne za DŚU przy wydawaniu tej decyzji są zobligowane do badania, czy inwestycja polegająca na budowie elektrowni wiatrowych spełnia ww. zasady dotyczące 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 na podstawie MPZP obowiązujących w dacie wejścia w życie Ustawy odległościowej (tj. 16 lipca 2016 r.) oraz tych, dla których w tej dacie dokonano publicznego wyłożenia. W takim przypadku wskazano, że nie ma obowiązku badania spełnienia wymogu 10-krotności całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej od zabudowań mieszkalnych ani innej odległości określonej w MPZP. Określono, że możliwe jest wtedy wydanie DŚU dla elektrowni wiatrowej,

the height of the wind turbine, measured from ground level to the highest point of the structure, including technical components, in particular the rotor and blades (the so-called 10H rule).

On April 23, 2023, pursuant to the Amendment to the Distance Act, new rules for locating wind power plants in relation to residential buildings, mixed-use buildings, extra-high-voltage power grids, national parks, nature reserves, and other forms of nature conservation came into effect. The rule that a wind farm may be located only on the basis of MPZP has been retained.

Under the new regulations, the distance between a wind farm and a residential building or a mixed-use building must be equal to or greater than 10 times the total height of the wind turbine (the so-called 10H rule), unless MPZP specifies a different distance, which must not be less than 700 meters. In turn, the distance from the extra-high-voltage power grid must be equal to or greater than three times the maximum diameter of the rotor (the so-called 3D) including the blades, or equal to or greater than twice the maximum total height of the wind turbine (the so-called 2H), as specified in MPZP, depending on which of these values is greater. As for the distance of a wind farm from a national park, it must be equal to or greater than 10 times its total height (the so-called 10H rule), and in the case of a nature reserve, this distance must be no less than 500 meters. Furthermore, it is prohibited to locate wind farms within national parks, nature reserves, landscape parks, and Natura 2000 sites.

The authorities responsible for issuing the EID are required to examine whether the project involving the construction of wind farms complies with the aforementioned rules regarding distances from residential buildings and mixed-use buildings. The distance from extra-high-voltage power lines is not examined at the stage of issuing the EID. If the project does not meet the requirements regarding the minimum distance from residential buildings, the authority will refuse to grant approval for the project.

The transitional provisions of the Amendment to the Distance Act are also of significant importance in the context of obtaining an EID.

The Amendment to the Distance Act introduced an exception for applications for an EID for a wind farm based on MPZP that were in effect as of the date the Distance Act entered into force (i.e., July 16, 2016) and those for which a public display was conducted on that date. In such cases, it was specified that there is no obligation to verify compliance with the requirement of a distance equal to 10 times the total height of the wind farm from residential buildings or any other distance specified in MPZP. It was determined that an EID may then be issued for a wind farm

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.

Procedura uzyskiwania DŚU może potencjalnie ulegać zmianom, aktualnie bowiem minister klimatu i środowiska pracuje nad projektem nowelizacji Ustawy z 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (numer z wykazu prac legislacyjnych Rady Ministrów: UD224). Zgodnie z projektem z 8 kwietnia 2026 r. zakłada się m.in. zmiany w zakresie: wnioskowania o DŚU (możliwość złożenia wniosku od razu wraz z raportem OOŚ, zamiast KIP, w przypadku przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko), przenoszenia DŚU między podmiotami, odpowiedzialności solidarnej za niespełnienie warunków wynikających z DŚU w przypadku kilku współprawników, opłat za wydanie DŚU (do 30 tys. zł), wyboru wariantów realizacji inwestycji (zwiększenie kompetencji organu w tym zakresie) czy też udziału społeczeństwa w procesie wydawania DŚU (wydłużenie terminu na składanie uwag).

provided that the wind farm project meets the requirement of maintaining a distance of no less than 700 meters from residential buildings.

In the case of proceedings regarding the issuance of an EID for wind farms that were initiated but not completed prior to the effective date of the Amendment to the Distance Act, the new provisions apply.

The procedure for obtaining aDEC may potentially change, as the Minister of Climate and Environment is currently working on a draft amendment to the Act of October 3, 2008, on access to information on the environment and its protection, public participation in environmental protection, and environmental impact assessments (number in the Council of Ministers' legislative agenda: UD224). According to the draft of April 8, 2026, changes are proposed, among other things, regarding: applying for an EID (the possibility of submitting an application immediately along with the EIA Report, instead of the project information sheet, for projects that may potentially have a significant impact on the environment), transferring the EID between entities, joint and several liability for failure to meet the conditions set forth in the EID in the case of multiple co-applicants, fees for issuing an EIDEIA (up to 30,000 PLN), the selection of project implementation options (expanding the authority's powers in this regard), and public participation in the EIDissuance process (extending the deadline for submitting comments).



Tomasz Guzowski

Prezes OX2 Polska
President of OX2 Polska

Energetyka wiatrowa na lądzie pozostaje jedną z najszybszych w budowie i najbardziej dostępnych technologii OZE w Polsce, jednak jej rozwój hamuje zbyt długi i nieprzewidywalny proces inwestycyjny, począwszy od planowania, po uzyskanie pozwoleń. Dlatego najistotniejsze jest realne skrócenie tego czasu oraz usprawnienie procedur i możliwość prowadzenia ich równolegle.

Podpisana w kwietniu ustawa sieciowa (UC84) porządkuje część zasad dotyczących przyłączy i ma ograniczyć blokowanie dostępnych mocy przez projekty widmo. Z perspektywy branży trudno jednak dziś ocenić, w jakim stopniu nowe regulacje przełożą się na faktyczne przyspieszenie inwestycji OZE. Istotne będzie ich praktyczne wdrożenie oraz dalsze uproszczenie procedur administracyjnych.

Z punktu widzenia rozwoju energetyki wiatrowej na lądzie duże znaczenie ma również partnerska współpraca z samorządami i otwarty dialog z mieszkańcami już od wczesnego etapu rozwoju inwestycji. To element odpowiedzialności dewelopera. Dla gmin i społeczności lokalnych projekty wiatrowe oznaczają stabilne wpływy podatkowe do budżetów, rozwój regionu, nowe inwestycje w infrastrukturę oraz wsparcie lokalnych inicjatyw, w tym kulturalnych, sportowych i edukacyjnych.

Onshore wind energy remains one of the fastest-to-build and most accessible renewable energy technologies in Poland; however, its development is hampered by an excessively long and unpredictable investment process, from planning through to obtaining permits. Therefore, the most important thing is to realistically shorten this timeframe, streamline procedures, and enable them to be conducted in parallel.

The Grid Act (UC84), signed in April, clarifies some of the rules regarding grid connections and is intended to limit the blocking of available capacity by phantom projects. From the industry's perspective, however, it is difficult to assess today to what extent the new regulations will translate into an actual acceleration of renewable energy investments. Their practical implementation and further simplification of administrative procedures will be crucial.

From the perspective of onshore wind energy development, partnership-based cooperation with local governments and open dialogue with residents from the early stages of investment development are also of great importance. This is part of the developer's responsibility. For municipalities and local communities, wind projects mean stable tax revenues for their budgets, regional development, new infrastructure investments, and support for local initiatives, including cultural, sports, and educational ones.

5 Prawo budowlane

5.1. Pozwolenie na budowę

Decyzja o pozwoleniu na budowę jest decyzją uzyskiwaną w toku procesu inwestycyjnego i umożliwia rozpoczęcie i prowadzenie robót budowlanych. Procedura jej uzyskiwania jest regulowana przepisami Ustawy z 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane⁵² (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 budowę⁵³.

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 na podstawie decyzji WZ wydanej dla elektrowni wiatrowej⁵⁴. 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. Projekt budowlany (po nowelizacji przepisów Prawa budowlanego⁵⁵, obowiązującej od 19 września 2020 r.) dzieli się na projekt zagospodarowania działki lub terenu, projekt architektoniczno-budowlany oraz projekt techniczny. Projekt zagospodarowania działki lub terenu oraz projekt architektoniczno-budowlany podlegają zatwierdzeniu w drodze decyzji o pozwoleniu na budowę. Natomiast projekt techniczny nie jest przedkładany, sprawdzany i zatwierdzany przez organ administracji architektoniczno-budowlanej. Składa się go do nadzoru budowlanego dopiero na etapie ubiegania się o wydanie pozwolenia na użytkowanie.

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

Construction and commissioning

5.1. Building permit

A building permit is a decision obtained during the investment process and enables the commencement and execution of construction work. The procedure for obtaining it is governed by the provisions of the Act of July 7, 1994, Construction Law⁵² (hereinafter: Construction Law). This decision is of critical importance to investors. To participate in an auction for the generation of electricity from a renewable energy source facility utilizing onshore wind energy, it is necessary to present a valid building permit.⁵³

When applying for a building permit for a wind farm, the investor is required to submit, among other things, an EID, a statement confirming the right to dispose of the property designated for the wind farm's location for construction purposes, as well as various other agreements, permits, or opinions required by separate regulations (e.g., a water 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 it is currently not possible to obtain a building permit based on a WZ decision issued for a wind farm.⁵⁴ Therefore, an investor may apply for a building permit for a wind farm only if the location of the wind farm has been provided for in the MPZP.

The developer is required to submit a construction design with the application for a building permit. The construction design (following the amendment to the Construction Law⁵⁵ effective as of September 19, 2020) consists of a site development plan, an architectural and construction design, and a technical design. The land development plan and the architectural and construction design are subject to approval through a building permit decision. In contrast, the technical design is not submitted, reviewed, or approved by the architectural and construction administration authority. It is submitted to the building inspectorate only at the stage of applying for an occupancy permit.

The authority will refuse to issue a building permit for a wind farm if the planned project does not comply with the provisions of MPZP, with the environmental protection requirements specified in the EID, and also if the project does not meet the so-called distance requirement introduced by the provisions of the Distance Act. This means

⁵² Zob. art. 75 ust. 5 pkt 2 Ustawy OZE.

⁵³ 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.

⁵⁴ Ustawa z 13 lutego 2020 r. o zmianie ustawy – Prawo budowlane oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2020 r. poz. 471).

⁵⁵ Dz.U. z 2023 poz. 553 ze zm.

⁵² See Article 75(5)(2) of the RES Act.

⁵³ Pursuant to Article 14(6) of the Act of May 20, 2016, on investments in wind power plants, WZ decisions concerning wind power plants issued prior to the entry into force of this Act (i.e., July 16, 2016) shall cease to be valid, unless proceedings for the issuance of a building permit were initiated prior to that date with respect to the investments covered by them.

⁵⁴ Act of February 13, 2020, amending the Construction Law and certain other acts (Journal of Laws of 2020, item 471).

⁵⁵ Journal of Laws of 2023, item 553, as amended.

odmówi wydania pozwolenia na budowę dla elektrowni wiatrowej, jeśli ta elektrownia będzie się znajdować 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 pobliskiej gminie 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 łopatkami, a środek jest środkiem okręgu opisanego na obrysie wieży planowanej elektrowni wiatrowej.

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

Z dniem wejścia w życie Nowelizacji Ustawy odległościowej⁵⁶ (tj. 23 kwietnia 2023 r.) wprowadzono wyjątek w przypadku ubiegania się o wydanie dla elektrowni wiatrowej pozwolenia na budowę na podstawie MPZP obowiązujących w dacie wejścia w życie Ustawy odległościowej (tj. 16 lipca 2016 r.) oraz tych, dla których w tej dacie dokonano publicznego wyłożenia. W takim przypadku wskazano, że nie ma obowiązku badania spełnienia wymogu 10-krotności całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej od zabudowań mieszkalnych, wymogów zachowania odległości od sieci elektroenergetycznej najwyższych napięć, odległości od formy ochrony przyrody, jak również zakazu lokalizacji na wybranych formach ochrony przyrody, a także nie odmawia się wydania pozwolenia na budowę, nawet jeśli w pobliskiej gminie nie ma uchwalonego MPZP dla obszaru w odległości

that the authority will refuse to issue a building permit for a wind farm if the wind farm is located at a distance of less than 10 times the total height of the wind turbine from residential buildings or mixed-use buildings, unless MPZP specifies a different distance, expressed in meters, but not less than 700 meters. Similarly, the authority will be required to refuse to issue a building permit for a wind farm if it does not meet the requirement to maintain a distance from the extra-high-voltage power grid. Furthermore, the architectural and construction administration authority will be required to refuse to issue a building permit for a given wind farm if the nearby municipality has not adopted MPZP for an area within its territory located no more than 700 meters from that wind farm, or if MPZP is in effect for that area that permits the construction of residential buildings or mixed-use buildings. It is worth noting that in such cases, a building permit is denied only for the specific wind farm for which the 700-meter distance extends beyond the boundaries of the municipality where that wind farm is located, and therefore not for all wind farms provided for in MPZP.

When applying for a building permit, the distance of the wind turbine is measured from a circle whose radius is equal to half the diameter of the rotor including the blades, and whose center is the center of the circle circumscribed around the outline of the planned wind turbine tower.

However, there is no obligation for the architectural and construction administration authority to verify compliance with the distance requirement in the case of amendments to building permits issued before July 16, 2016 (i.e., before the Distance Act entered into force) or issued after that date but based on the previous regulations (Article 13(3a) of that Act).

As of the effective date of the Amendment to the Distance Act⁵⁶ (i.e., April 23, 2023), an exception was introduced for applications for a building permit for a wind power plant based on MPZPs in effect on the effective date of the Distance Act (i.e., July 16, 2016) and those for which a public display was conducted on that date. In such cases, it was specified that there is no obligation to assess compliance with the requirement of a distance equal to 10 times the total height of the wind farm from residential buildings, the requirements regarding distances from the highest-voltage power grid, distances from nature conservation areas, or the prohibition on locating facilities in certain nature conservation areas; nor is a building permit denied, even if the nearby municipality has not adopted MPZP for the area within 700 meters of the wind farm. In such cases, a building

⁵⁶ 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.

⁵⁶ Decision of the Supreme Administrative Court of October 8, 2019, case no. II OW 112/19, Decision of the Supreme Administrative Court of November 13, 2019, case no. II OW 119/19, Decision of the Supreme Administrative Court of April 13, 2021, case no. II OW 180/20.

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 na podstawie ww. regulacji, 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 łopatom,
- 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 wrys z planu miejscowego obejmującego nieruchomości położone w stosunku do elektrowni wiatrowej w odległości równej i mniejszej niż 700 metrów.

Organem administracji architektoniczno-budowlanej właściwym do wydania pozwolenia na budowę dla elektrowni wiatrowych od 16 lipca 2016 r. (tj. od dnia wejścia w życie Ustawy odległościowej) jest wojewoda. Wcześniej pozwolenia na budowę dla farmy wiatrowej wydawał starosta. Na tle ww. opisanej zmiany kompetencyjnej powstała wątpliwość co do tego, jaki organ jest właściwy w przypadku zmiany pozwolenia na budowę wydanego przez starostę. W świetle aktualnego orzecznictwa⁵⁷ organem właściwym w sprawie jest wojewoda.

Stronami postępowania o wydanie pozwolenia na budowę są: inwestor, właściciele, użytkownicy wieczysti lub zarządcy nieruchomości znajdujących się w obszarze oddziaływania obiektu. Przez pojęcie „obszar oddziaływania obiektu” rozumie się teren wyznaczony w otoczeniu obiektu budowlanego na podstawie przepisów odrębnych wprowadzających związane z tym obiektem ograniczenia w zabudowie tego terenu. Orzecznictwo stoi na stanowisku, że do przepisów odrębnych, do których odwołuje się definicja „obszaru oddziaływania obiektu” zalicza się przepisy Ustawy odległościowej, a wobec tego do kręgu stron postępowania o wydanie pozwolenia na budowę dla elektrowni wiatrowej należy zaliczyć podmioty znajdujące się w zasięgu 10-krotnej całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej⁵⁸. 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 administracyjnego⁵⁹. Oznacza to zatem, że

permit for a wind farm may be issued provided that the wind farm project meets the requirement to maintain a distance of no less than 700 meters from residential buildings. If an investor applies for a building permit based on the above regulations, they must demonstrate in the building permit application that the requirement to maintain a distance of no less than 700 meters from a residential building or a mixed-use building is met by attaching to the application:

- an indication of the planned height of the wind turbine and the diameter of the rotor including the blades,
- a copy of the cadastral map covering properties located at a distance of 700 meters or less from the wind farm,
- a description of the current land use, including buildings, of properties located at a distance of 700 meters or less from the wind farm,
- an extract and a map excerpt from MPZP covering properties located at a distance of 700 meters or less from the wind farm.

Since July 16, 2016 (i.e., the date the Distance Act entered into force), the voivode has been the competent architectural and construction administration authority for issuing building permits for wind farms. Previously, building permits for wind farms were issued by the starost. Against the backdrop of the aforementioned change in jurisdiction, a question arose as to which authority is competent in the event of a modification to a building permit issued by the starost. In light of current case law⁵⁷, the competent authority in such matters is the voivode.

The parties to the proceedings for the issuance of a building permit are the investor, owners, perpetual usufructuaries, or property managers of real estate located within the facility's impact area. The term “area of influence of the structure” refers to the area designated in the vicinity of the structure based on separate regulations imposing restrictions on development in that area related to the structure. Case law holds that the separate regulations referred to in the definition of the “area of influence of the structure” include the provisions of the Distance Act; therefore, the parties to proceedings for a building permit for a wind power plant must include entities located within a radius of 10 times the total height of the wind farm.⁵⁸ It should be noted that the Amendment to the Distance Act introduced a rule stating that if the number of parties in proceedings for a building permit for a wind farm exceeds 20, Article 49 of the Act of June 14, 1960 – Code of Administrative Procedure – applies.⁵⁹ This means, therefore, that in such proceedings,

⁵⁷ Wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z 15 stycznia 2020 r., sygn. akt II OSK 421/18.

⁵⁸ T.j. Dz.U. z 2025 r. poz. 1691.

⁵⁹ Ustawa z 30 marca 2021 r. o zmianie ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa

⁵⁷ Judgment of the Supreme Administrative Court of January 15, 2020, case no. II OSK 421/18.

⁵⁸ Consolidated text: Journal of Laws of 2025, item 1691.

⁵⁹ Act of March 30, 2021, amending the Act on Access to Information on the Environment and Its Protection, Public Participation in Environmental Protection, and Environmental Impact Assess-

w takim postępowaniu organ zobowiązany będzie do zawiadomiania 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 ustaw⁶⁰, 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: 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 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 odległościowa wprowadza przepis szczególny co do ważności pozwoleń na budowę wydanych dla elektrowni wiatrowych, stanowiąc, że pozwolenia na budowę dotyczące elektrowni wiatrowych, wydane przed dniem wejścia w życie tej ustawy (tj. 16 lipca 2016 r.) oraz wydane na podstawie postępowania 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 pojawiały się jednak wątpliwości interpretacyjne, do kiedy dotychczas wydane pozwolenia

w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko oraz niektórych innych ustaw, Dz.U. z 2021 r. poz. 784.

⁶⁰ Wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Szczecinie z 30 stycznia 2025 r., sygn. akt II SA/Sz 766/24 (na 30 marca 2026 r. nieprawomocny); Wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Gdańsku z 12 lipca 2023 r., sygn. akt II SA/Gd 1107/22.

the authority will be required to notify the parties of decisions and other actions of the public administration body by way of a public notice, in another form of public announcement customarily accepted in the locality, or by making the document available in the Public Information Bulletin on the website of the competent public administration body. However, this rule does not apply to an investor, who must be notified in writing.

It is worth noting that pursuant to the amendment to, among others, the provisions of the Act on access to information on the environment and its protection, public participation in environmental protection, and environmental impact assessments, as well as certain other acts⁶⁰, effective as of May 13, 2021, the list of entities entitled to appeal a building permit decision, preceded by an EID, issued in proceedings requiring public participation has been expanded: such an appeal is also available to an environmental organization invoking its statutory objectives (provided it has been conducting statutory activities in the field of environmental protection or nature conservation for at least 12 months prior to the date of initiation of the proceedings), even if it did not participate in the proceedings conducted by the first-instance authority, as well as to a party to the proceedings regarding the issuance of an EID on environmental conditions. However, it should be emphasized that this right to appeal applies to the extent that the authority issuing the building permit is bound by the environmental conditions decision, which is reflected, among other things, in the requirement to specify in the appeal to what extent the building permit is inconsistent with the EID or fails to take its provisions into account.

Article 37(1) of the Construction Law provides that a building permit decision expires if construction has not commenced within three years from the date on which the decision became final or if construction has been suspended for a period exceeding three years. In contrast, the Distance Act introduces a special provision regarding the validity of building permits issued for wind power plants, stipulating that building permits for wind power plants issued prior to the effective date of this act (i.e., July 16, 2016) and issued on the basis of proceedings initiated and not concluded by that date, remain valid provided that a decision granting an occupancy permit is issued by July 16, 2021. At the same time, the Distance Act specifies that with regard to building permits for wind farms for which an occupancy permit has not been issued by the aforementioned deadline (i.e., by July 16, 2021), the 3-year period referred to above shall be calculated from July 16, 2021. However, this provision has raised interpretive doubts regarding the validity period of previously issued building permits for wind farms, i.e., whether

ments, as well as certain other acts, Journal of Laws of 2021, item 784.

⁶⁰ Judgment of the Provincial Administrative Court in Szczecin of January 30, 2025, case no. II SA/Sz 766/24 (not final as of March 30, 2026); Judgment of the Provincial Administrative Court in Gdańsk of July 12, 2023, case no. II SA/Gd 1107/22.

na budowę dla elektrowni wiatrowych są ważne, tj. czy do 16 lipca 2024 r., czy także po tej dacie, o ile tylko inwestor rozpocznie lub będzie kontynuował roboty budowlane do tej daty. Obecnie wydaje się, że orzecznictwo stoi za drugim ze stanowisk⁶¹.

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 budowy⁶².

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 reprezentowanych jest kilka rozbieżnych poglądów w tym zakresie. Pierwszy z nich 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 datą⁶³. Drugi pogląd zaś stanowi, iż art. 37b Prawa budowlanego ma zastosowanie także do spraw o stwierdzenie nieważności decyzji o pozwoleniu na budowę wszczętych i niezakończonych przed 19 września 2020 r.⁶⁴ Zidentyfikować należy także trzeci pogląd, który wskazuje na uniwersalne zastosowanie art. 37b Prawa budowlanego do wszystkich decyzji o pozwoleniu na budowę, bez względu na datę ich wydania (przed/po nowelizacji), jak również trwający bądź jeszcze nie stan postępowania nieważnościowego⁶⁵. Wyrok prezentujący ten trzeci pogląd został następnie utrzymany przed Naczelnym Sądem Administracyjnym⁶⁶. Kolejne wyroki Naczelnego Sądu

they remain valid until July 16, 2024, or also beyond that date, provided that the investor commences or continues construction work by that date. Currently, it appears that case law supports the latter position.⁶¹

To maintain the validity of the building permit, preparatory work must be commenced within the meaning of Article 41(2) of the Construction Law, which includes the geodetic staking out of structures on-site, site leveling, site development including the construction of temporary structures, and the installation of connections to technical infrastructure networks for construction purposes, followed by a corresponding entry in the construction log. According to administrative case law, the aforementioned provision contains an exhaustive list of preparatory works that are a prerequisite for the commencement of construction works. The performance of other preparatory works not covered by this provision cannot be considered the commencement or continuation of construction.⁶²

In the context of key regulations governing building permits, it is also worth mentioning Article 37b of the Construction Law, which precludes the possibility of declaring a building permit invalid if five years have elapsed since the date of service or publication of the decision. This provision will undoubtedly apply to building permits issued after September 19, 2020. Given the ambiguity of the intertemporal provisions regarding building permits issued prior to that date, i.e., September 19, 2020, it should be noted that case law reflects several divergent views on this matter. The first view holds that cases concerning the annulment of building permit decisions, initiated and not concluded before September 19, 2020, should be governed by the provisions of the Construction Law in the version in force prior to that date.⁶³ The second view, however, holds that Article 37b of the Construction Law also applies to cases concerning the annulment of building permit decisions initiated and not concluded before September 19, 2020.⁶⁴ A third view should also be identified, which points to the universal application of Article 37b of the Construction Law to all building permit decisions, regardless of the date of their issuance (before/after the amendment), as well as whether the invalidity proceedings are ongoing or not.⁶⁵ The judgment presenting this third view was subsequently upheld by the Supreme Administrative Court.⁶⁶ Subsequent judgments

⁶¹ Wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z 30 stycznia 2014 r., sygn. akt II OSK 2087/12.

⁶² Wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z 11 stycznia 2023 r., sygn. akt II OSK 569/22.

⁶³ Wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z 11 października 2023 r., sygn. akt II OSK 1155/22.

⁶⁴ Wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Warszawie z 12 stycznia 2022 r., sygn. akt VII SA/Wa 2074/21.

⁶⁵ Wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z 17 marca 2025 r., sygn. akt II OSK 1257/22.

⁶⁶ Wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z 25 czerwca 2025 r., sygn. akt II OSK 251/23, Wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego

⁶¹ Judgment of the Supreme Administrative Court dated January 30, 2014, case no. II OSK 2087/12.

⁶² Judgment of the Supreme Administrative Court of January 11, 2023, case no. II OSK 569/22.

⁶³ Judgment of the Supreme Administrative Court of October 11, 2023, case no. II OSK 1155/22.

⁶⁴ Judgment of the Provincial Administrative Court in Warsaw dated January 12, 2022, case no. VII SA/Wa 2074/21.

⁶⁵ Judgment of the Supreme Administrative Court of March 17, 2025, case no. II OSK 1257/22.

⁶⁶ Judgment of the Supreme Administrative Court dated June 25, 2025, case no. II OSK 251/23, Judgment of the Supreme Administrative Court dated July 29, 2025, case no. II OSK 1409/24.

Administracyjnego⁶⁷ również wskazują, że art. 37b Prawa budowlanego ma zastosowanie niezależnie od daty wydania pozwolenia na budowę (przed czy po 19 września 2020 r.) i niezależnie od wszczęcia postępowania w tym zakresie, jeżeli od dnia doręczenia lub ogłoszenia tego pozwolenia upłynęło 5 lat. Wydaje się więc, że linia orzecznicza klaruje się w kierunku przyjęcia szerokiego zastosowania art. 37b Prawa budowlanego.

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 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 infrastrukturą⁶⁸). W takim jednak przypadku zobowiązany jest do przedstawienia projektu zagospodarowania działki lub terenu dla całego zamierzenia budowlanego⁶⁹.

Dlatego uważa się także, że wydanie pozwolenia na budowę na podstawie wniosku obejmującego jedynie część niemożliwego 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

nego z 29 lipca 2025 r., sygn. akt II OSK 1409/24.

⁶⁷ Wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego we Wrocławiu z 3 marca 2015 r., sygn. akt II SA/Wr 809/14.

⁶⁸ Zob. art. 33 ust. 1 Prawa budowlanego.

⁶⁹ Wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Krakowie z 25 września 2015 r., sygn. akt II SA/Kr 792/15.

of the Supreme Administrative Court⁶⁷ also indicate that Article 37b of the Construction Law applies regardless of the date of issuance of the building permit (before or after September 19, 2020) and regardless of whether proceedings in this regard have been initiated, provided that five years have elapsed since the date of delivery or publication of said permit. It therefore appears that the line of jurisprudence is becoming clearer in favor of a broad application of Article 37b of the Construction Law.

It should be noted that under the Amendment to the Distance Act, it has been established that proceedings regarding the issuance of a building permit for wind power plants, initiated and not concluded before the date of entry into force of the Amendment to the Distance Act (i.e., April 23, 2023), and to the assessment of the validity of an objection to a notification referred to in the provisions of the Construction Law, made prior to the effective date of the Amendment to the Distance Act (i.e., April 23, 2023), the provisions of said amendment shall apply, with the exception of the obligation to examine compliance with the requirement regarding the distance of wind power plants from extra-high-voltage power grids.

5.2. Notification of construction works

As a general rule, a building permit covers the entire construction project, which means that, in principle, a single building permit is issued for the entire wind farm, encompassing the wind turbines along with the accompanying infrastructure – that is, access roads, cable and fiber-optic lines, assembly yards, etc. However, the investor may apply for a building permit for selected facilities of a given construction project that can function independently in accordance with their intended purpose (e.g., for selected wind turbines along with the necessary infrastructure⁶⁸). In such a case, however, the investor is required to submit a land development plan for the entire construction project.⁶⁹

Therefore, it is also considered that issuing a building permit based on an application covering only a part of a construction project that cannot function properly on its own constitutes a violation of the law. Some argue that it is not possible to separate individual stages of the construction process and eliminate the obligation to obtain a building permit for its individual parts, 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 different provisions of the Act regarding building permits or notifications to such divided parts. The procedure for issuing a building permit covers the entire construction project even if some of its

⁶⁷ Judgment of the Provincial Administrative Court in Wrocław dated March 3, 2015, case no. II SA/Wr 809/14.

⁶⁸ See Article 33(1) of the Construction Law.

⁶⁹ Judgment of the Provincial Administrative Court in Kraków of September 25, 2015, case no. II SA/Kr 792/15.

dotyczących pozwolenia na budowę lub zgłoszenia⁷⁰. Postępowanie o wydanie pozwolenia na budowę obejmuje całe zamierzenie budowlane nawet wtedy, gdy niektóre jego części, gdyby je budować oddzielnie, mogły być zrealizowane na podstawie zgłoszenia⁷¹. 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 (jeśli projekt zagospodarowania działki lub terenu, projekt architektoniczno-budowlany lub projekt techniczny wymagał uzgodnienia). Przedmiotowe organy zajmują stanowisko w sprawie zgodności wykonania obiektu budowlanego z projektem budowlanym w zakresie wymagań higienicznych i zdrowotnych – w przypadku Państwowej Inspekcji Sanitarnej i w zakresie ochrony przeciwpożarowej – w przypadku Państwowej Straży Pożarnej.

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

parts, if built separately, could be carried out on the basis of a notification.⁷⁰ Consequently, it is argued that if the planned construction works are related to the intention to build a complex of structures and facilities, and thus constitute part of a broader investment project whose implementation requires a building permit, it is not possible to apply different legal provisions regarding permits or notifications to such divided parts.⁷¹ The above leads to the conclusion that in the case of wind farm construction, to avoid administrative and construction risks, it is more appropriate to apply for a building permit covering the entire project rather than submitting separate notifications of construction works.

5.3. Commencing of operation

Obtaining an occupancy permit is required for wind power plants classified under Category XXIX of the Annex to the Construction Law – freestanding chimneys and masts, as well as structural components of wind power plants. It is worth noting that before submitting an application for an occupancy permit, the investor is required, among other things, to notify the State Sanitary Inspection and the State Fire Service of the completion of the construction project and the intention to commence its use (if the land development plan or site plan, architectural and construction design, or technical design required approval). These authorities issue an opinion on the compliance of the construction project with the building design regarding hygiene and health requirements – in the case of the State Sanitary Inspection – and regarding fire safety – in the case of the State Fire Service.

The purpose of the proceedings initiated by an application for an occupancy permit is to verify whether the building has been constructed in accordance with the construction design and the terms and conditions specified in the building permit. This procedure involves the construction supervision authority conducting a mandatory construction inspection. This inspection includes verifying the compliance of the completed building with the land development plan, as well as with the architectural and construction design and the technical design. At this stage, the technical design (which, following the amendment of the Construction Law, constitutes part of the construction design) is reviewed for the first time.

In the context of key regulations governing occupancy permits, it is also worth mentioning Article 59h of the Construction Law, which precludes the possibility of

⁷⁰ Wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Lublinie z 2 grudnia 2010 r., sygn. akt II SA/Lu 552/10.

⁷¹ Wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Warszawie z 15 lutego 2022 r., sygn. akt VII SA/Wa 1690/21.

⁷⁰ Judgment of the Provincial Administrative Court in Lublin dated December 2, 2010, case no. II SA/Lu 552/10.

⁷¹ Judgment of the Provincial Administrative Court in Warsaw dated February 15, 2022, case no. VII SA/Wa 1690/21.

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 formułowało 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 nieważności decyzji o pozwoleniu na użytkowanie, art. 59h Prawa budowlanego wprost nie znajdzie zastosowania⁷². Drugi natomiast wskazuje, 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.⁷³. Biorąc jednak pod uwagę analogiczność przepisów art. 37b Prawa budowlanego i art. 59h Prawa budowlanego, należałoby wnioskować, że powyższa konkluzja co do szerokiego zastosowania art. 37b Prawa budowlanego powinna mieć też przełożenie na art. 59h Prawa budowlanego. Rozumowanie to potwierdził Naczelny Sąd Administracyjny, wyrokując w sprawie orzeczenia powołanego wyżej jako pierwszy pogląd, nie zgadzając się ze stanowiskiem sądu I instancji i wskazując, że art. 59h Prawa budowlanego ma zastosowanie do wszystkich decyzji o pozwoleniu na użytkowanie, bez względu na datę ich wydania (przed/po nowelizacji), a także bez względu na to, czy wszczęto już bądź jeszcze nie postępowanie nieważnościowe⁷⁴.

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-2⁷⁵, 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 jako: Ustawa covidowa)⁷⁶ i na mocy Rozporządzenia Ministra Zdrowia z dnia 14 czerwca 2023 r. w sprawie odwołania na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej stanu zagrożenia epidemicznego⁷⁷ z dniem 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 zawiado-

declaring an occupancy permit invalid if five years have elapsed since the date on which the decision became final. The above provision will undoubtedly apply to occupancy permits issued after September 19, 2020. However, regarding occupancy permits issued before that date, case law has expressed inconsistent views, analogous to those regarding Article 37b of the Construction Law. The first view indicates that Article 59h of the Construction Law does not explicitly apply to cases initiated and not concluded before September 19, 2020, concerning the declaration of invalidity of an occupancy permit.⁷² The second, however, indicates that Article 59h of the Construction Law also applies to cases concerning the annulment of occupancy permit decisions initiated and not concluded before September 19, 2020.⁷³ However, given the similarity between the provisions of Article 37b of the Construction Law and Article 59h of the Construction Law, it should be concluded that the above conclusion regarding the broad application of Article 37b of the Construction Law should also apply to Article 59h of the Construction Law. This reasoning was confirmed by the Supreme Administrative Court, which, in ruling on the case cited above as the first opinion, disagreed with the position of the court of first instance and indicated that Article 59h of the Construction Law applies to all occupancy permits, regardless of the date of their issuance (before/after the amendment), and regardless of whether invalidation proceedings have already been initiated or not.⁷⁴

It is also worth mentioning the temporary regulation limiting the requirement to obtain an occupancy permit, introduced by the Act of April 16, 2020, on special support measures in connection with the spread of the SARS-CoV-2 virus⁷⁵, which entered into force on April 18, 2020, amending the Act of March 2, 2020, on special measures related to the prevention, counteraction, and combating of COVID-19, other infectious diseases, and crisis caused by them (hereinafter: the COVID Act)⁷⁶ and pursuant to the Regulation of the Minister of Health of June 14, 2023, on the revocation of the state of epidemic threat in the territory of the Republic of Poland, it ceased to be in force⁷⁷ as of July 1, 2023. It provided that during a state of epidemic threat or a state of epidemic declared due to COVID-19, certain provisions regarding the obtaining of an occupancy permit (i.e., Article 55(1)(1) and (3) of the Construction Law), while applications for an occupancy permit submitted before the effective date of the COVID Act, if no occupancy permit had been issued, were treated as a notification of completion of construction. However, the COVID Act did not exclude the application of Article 55(2) of the Construction Law; conse-

⁷² Wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z 6 lipca 2023 r., sygn. akt II OSK 304/21.

⁷³ Wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z 15 października 2024 r., sygn. akt II OSK 1436/22.

⁷⁴ T.j. Dz.U. z 2023 r. poz. 201 ze zm.

⁷⁵ T.j. Dz.U. z 2021 r. poz. 2095 ze zm.

⁷⁶ Dz.U. z 2023 r. poz. 1118.

⁷⁷ Wyrok Krajowej Izby Odwoławczej z 27 czerwca 2022 r., sygn. akt KIO 1517/22.

⁷² Judgment of the Supreme Administrative Court dated July 6, 2023, case no. II OSK 304/21.

⁷³ Judgment of the Supreme Administrative Court of October 15, 2024, case no. II OSK 1436/22.

⁷⁴ Consolidated text: Journal of Laws of 2023, item 201, as amended.

⁷⁵ Consolidated text: Journal of Laws of 2021, item 2095, as amended.

⁷⁶ Journal of Laws of 2023, item 1118.

⁷⁷ Judgment of the National Appeal Chamber of June 27, 2022, case no. KIO 1517/22.

mienie 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 zawiadomienia⁷⁸. Orzecznictwo 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 konsekwencjami⁷⁹.

5.4. Bezpieczeństwo eksploatacji elementów technicznych elektrowni wiatrowej

Jednym z elementów wprowadzonych Nowelizacją Ustaw odległościowej⁸⁰ jest uregulowanie kwestii związanych z czynnościami i przeglądami serwisowymi elementów technicznych elektrowni wiatrowej koniecznych do zapewnienia bezpiecznej eksploatacji elektrowni wiatrowych.

Podmiot użytkujący 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 są czynnościom oraz przeglądom serwisowym na podstawie zaleceń oraz zgodnie z częstotliwością wskazaną w dokumentacji techniczno-ruchowej i instrukcji eksploatacji elektrowni wiatrowej. Powyższe działania realizowane są 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.

quently, the possibility of applying for an occupancy permit instead of a notification could not be ruled out.⁷⁸ Case law in this regard indicated that the issuance of an occupancy permit under Article 55(2) of the Construction Law could not be ruled out in a situation where a party had made a clear and explicit request for an occupancy permit, citing this procedure, which gave the authorities the right to consider whether, in such a situation and given the clear provisions of the COVID Act, it was possible to grant an occupancy permit by way of a decision, and consequently to conduct a mandatory inspection with all its consequences.⁷⁹

5.4. Safety of operation of technical components of a wind power plant

One of the elements introduced by the Amendment to the Distance Act⁸⁰ is the regulation of issues related to maintenance activities and inspections of the technical components of a wind farm necessary to ensure the safe operation of wind farms.

The entity operating the power plant is responsible for the operational safety of the technical components of the wind power plant (i.e., the rotor assembly with blades, the drive train, the generator, the control systems, and the nacelle assembly with its mounting and rotation mechanism). Maintenance activities and inspections apply exclusively to the aforementioned technical components of the wind turbine, as these are the components whose proper maintenance is critical to the safe operation of the wind turbine. Technical components undergo maintenance activities and inspections based on recommendations and in accordance with the frequency specified in the technical and operational documentation and the wind turbine's operating manual. The above activities are performed by specialized contractors certified by the Office of Technical Inspection (hereinafter: UDT) and listed in the register of entities performing maintenance activities and inspections of technical components of wind power plants. The register of certified contractors is maintained by the President of the UDT using an information and communication technology system. The entry is made at the contractor's request following mandatory certification by the President of the UDT. Certification of the contractor involves verifying and confirming that the contractor possesses the appropriate authorizations to perform maintenance activities and inspections of technical components of wind power plants, including having suitably qualified personnel.

⁷⁸ Wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Warszawie z 15 lutego 2022 r., sygn. akt VII SA/Wa 2309/21.

⁷⁹ Dz.U. z 2023 r. poz. 553 ze zm.

⁸⁰ Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, kwiecień 2026.

⁷⁸ Judgment of the Provincial Administrative Court in Warsaw of February 15, 2022, case no. VII SA/Wa 2309/21.

⁷⁹ Journal of Laws of 2023, item 553, as amended.

⁸⁰ Report on the Activities of the President of the Energy Regulatory Office, April 2026.

Certyfikacja obejmuje w szczególności weryfikację:

- spełnienia minimalnych wymagań w zakresie dysponowania personelem, który ma 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 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) złożony z pięciu 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 trzyosobowym 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

Certification includes, in particular, verification of:

- compliance with minimum requirements regarding the availability of personnel who possess the necessary qualifications, experience, and professional competence to perform maintenance activities and inspections of wind power plants (including meeting requirements for working at heights, and qualifications for the operation and maintenance of material handling equipment at wind power plants), documented professional experience of at least one year in performing maintenance activities and inspections of technical components of wind power plants, installations for the generation, transmission, or distribution of electricity, or industrial installations);
- having established procedures for performing maintenance activities and inspections of technical components of wind power plants (including routine maintenance and periodic inspections, evacuation of personnel from heights in emergencies, identification and resolution of failures and malfunctions, documentation of maintenance activities, and reporting);
- possess measurement and testing equipment in accordance with the list provided in the wind farm maintenance manual, including verification of metrological supervision (if required) for the measurement and testing equipment;
- possess the equipment and devices necessary to perform maintenance activities and inspections.

A positive certification result enables entry into the register. In the event of a negative result, the President of the UDT notifies the business operator of the refusal to enter the register. The entry in the register is valid for 5 years from the date of entry. It is possible to extend the validity of the entry in the register for a further 5 years in the event of a positive verification result, provided the business operator submits an application for certification and extension of the entry's validity to the President of the UDT no later than 30 days before the expiration date of the entry in the register. During the certificate's validity period, the President of the UDT may conduct an additional verification by requesting the entity listed in the register to provide explanations or submit documents confirming compliance with specific requirements.

An Appeals Committee (hereinafter: KO) operates under the President of the UDT, composed of five individuals with knowledge and experience in the maintenance of technical components of wind power plants or in certification. The KO reviews appeals regarding refusals to make an entry in the register, removal from the register, or refusals to extend the validity of a register entry. An appeal against the decision of the President of the UDT may be filed with the KO, which reviews it in a three-member panel within 30 days of receiving the appeal. When reviewing the appeal, the KO may find it valid and refer the case back to the President of the UDT for reconsideration, or dismiss the appeal. If the appeal is dismissed, a complaint may be filed with the

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 przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki może zostać nałożona kara pieniężna w wysokości od 10 tys. PLN do 5% przychodu ukaranego, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym (lub ostatni ustalony przychód). Ustalając wysokość kary pieniężnej, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki bierze pod uwagę istotę i okoliczności naruszenia prawa, stopień przyczynienia się strony, na którą jest nakładana kara pieniężna, do powstania naruszenia prawa, jak i jej dotychczasowe zachowanie oraz możliwości finansowe. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może odstąpić od wymierzenia kary pieniężnej, jeżeli waga naruszenia prawa jest znikoma, a podmiot zaprzestał naruszania prawa lub zrealizował obowiązek.

administrative court within 30 days of the date of delivery of the notice of dismissal of the appeal.

A fee of 150% of the amount of the average remuneration in the national economy, as announced by the President of the Central Statistical Office in the Official Gazette of the Republic of Poland “Monitor Polski” and applicable on the date of submission of the application subject to the fee, shall be charged for conducting the certification and entry in the register, as well as for conducting the certification and extending the validity of the entry in the register.

In the event of failure to comply with the obligation to subject the technical components of wind power plants to maintenance activities and inspections, the President of the Energy Regulatory Office may impose a fine on the plant operator ranging from PLN 10,000 to 5% of the penalized entity’s revenue generated in the previous tax year (or the last determined revenue). When determining the amount of the fine, the President of the Energy Regulatory Office considers the nature and circumstances of the violation, the degree to which the entity subject to the fine contributed to the violation, as well as its past conduct and financial capacity. The President of the Energy Regulatory Office may waive the imposition of a monetary penalty if the severity of the violation is negligible and the entity has ceased the violation or fulfilled its obligation.



Artur Violante

Dyrektor Generalny Energix Polska
CEO of Energix Polska

Rok 2025 był dla Energix Polska okresem intensywnego zabezpieczania nowych lokalizacji pod farmy wiatrowe. Analizowaliśmy tereny spełniające wymogi minimalnych odległości – 700 m od zabudowań, linii elektroenergetycznych, lasów i obszarów chronionych. Dodatkowym ograniczeniem jest istnienie stref lotniczych, które mogą wykluczać lokalizację turbin lub zawęzić ich dopuszczalną wysokość. To praca obciążona ryzykami, poza pełną kontrolą inwestora.

Najistotniejszym wyzwaniem pozostaje praktyka organów wydających decyzje środowiskowe – nierzadko wykraczająca poza literę prawa. Równie ważna jest gotowość gmin do uchwalania planów ogólnych umożliwiających lokalizację farm wiatrowych – proces, w którym ścierają się nastawienie władz lokalnych, postawa mieszkańców i koszty planistyczne.

Pozytywnie oceniamy zmiany wprowadzone nowelizacją Prawa energetycznego z początku 2026 r. (UC84). Przepisy wymuszające decyzję inwestycyjną wobec projektów z niewykorzystanymi warunkami przyłączenia powinny odblokować moc przyłączeniową i skierować ją do inwestorów gotowych do niezwłocznej budowy.

Dostrzegamy rosnącą konkurencję o atrakcyjne lokalizacje. Dziś najbardziej potrzebna jest stabilność regulacyjna i dalsze usprawnienia proceduralne – w tym możliwość równoległego procedowania miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego i decyzji środowiskowej. To pozwoli realnie skrócić czas dojścia nowych projektów do etapu gotowości budowlanej.

2025 was a year of intensive site securing activity for Energix Polska, as we worked to identify and lock in new locations for wind farms. Our analyses focused on sites meeting minimum distance requirements – 700 metres from residential buildings, power lines, forests, and protected areas. An additional constraint is the existence of aviation zones, which may entirely exclude turbine placement or significantly limit their permissible height. This is work carrying risks that remain beyond the investor’s full control.

A key challenge is the practice of authorities issuing environmental decisions – one that frequently goes beyond the strict letter of the law. Equally significant is the willingness of municipalities to adopt general plans permitting wind farm development – a process shaped by the attitudes of local authorities, community sentiment, and the costs of plan preparation.

We view positively the amendments introduced by the Energy Law amendment enacted in early 2026 (UC84). The provisions compelling investment decisions on projects with unused grid connection conditions should unlock connection capacity and redirect it to investors ready to break ground without delay.

We observe growing competition for attractive development sites. What is most needed today is regulatory stability and further procedural improvements – including the ability to run the local zoning plan adoption process and the environmental conditions decision procedure in parallel. This would meaningfully shorten the time it takes new projects to reach the ready-to-build stage.

Obowiązek wykonywania czynności i przeglądów serwisowych elementów technicznych elektrowni wiatrowej przez przedsiębiorcę, który został wpisany do rejestru prowadzonego przez Prezesa UDT, obowiązuje na mocy Nowelizacji Ustawy odległościowej od 23 kwietnia 2024 r. 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 2025 r. liczba odmów przyłączenia do sieci wyniosła 4 897, co przekłada się na łączną moc nieprzyłączoną do sieci o wartości 107 022,85 MW. Spośród nich 2 133 odmowy były spowodowane brakiem warunków technicznych przyłączenia do sieci (łączna moc przyłączeniowa: 28 516,60 MW), a 1 150 odmów względami ekonomicznymi (łączna moc przyłączeniowa: 12 637,58 MW). W 1 614 przypadkach odmowa była podyktowana jednocześnie występującym brakiem warunków technicznych, jak i ekonomicznych (łączna moc przyłączeniowa: 72 381,60 MW). W 2025 r. odnotowano spadek odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej o 37,4% w stosunku do 2024 r. Natomiast w odniesieniu do łącznej mocy przyłączeniowej nastąpił wzrost o 45,4%⁸¹. 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.

Proces przyłączania instalacji do sieci w kwietniu 2026 r. uległ gruntownej zmianie w związku z uchwaleniem nowelizacji Prawa energetycznego, tj. Ustawy z 13 marca 2026 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw⁸², (dalej jako: Nowelizacja sieciowa). Jej celem, w założeniu ustawodawcy, jest zwiększenie elastyczności sieci, przejrzystości procesu przyłączenia, a także zwolnienie mocy przyłączeniowych w krajowym systemie elektroenergetycznym, blokowanych przez projekty z wydanymi warunkami przyłączenia, których szansa szybkiej realizacji jest niewielka. Nowelizacja sieciowa w praktyce oznacza dla inwestorów zwiększenie możliwości przyłączenia do sieci, lecz także wyższe koszty przyłączenia oraz zwiększenie ryzyka i presji czasowej związanych z realizacją inwestycji.

⁸¹ Dz.U. 2026 poz 516.

⁸² *Ibidem* art. 7 ust. 3.

The obligation to perform maintenance activities and inspections of the technical components of a wind power plant by a business operator who has been entered in the register maintained by the President of the UDT takes effect under the Amendment to the Distance Act as of April 23, 2024. The register of entities performing maintenance activities and inspections of technical components of wind power plants, maintained by the President of the UDT, is publicly available on the UDT website.

Grid connection

6.1. Grid 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 grid. The problem with connecting new installations has been particularly evident recently. In 2025, the number of grid connection refusals stood at 4,897, which translates to a total unconnected capacity of 107,022.85 MW. Of these, 2,133 refusals were due to a lack of technical conditions for grid connection (total connection capacity: 28,516.60 MW), and 1,150 refusals were due to a lack of economical conditions (total connection capacity: 12,637.58 MW). In 1,614 cases, the refusal was due to a simultaneous lack of both technical and economic conditions (total connection capacity: 72,381.60 MW). In 2025, there was a 37.4% decrease in refusals to connect to the power grid compared to 2024. In contrast, the total unconnected capacity increased by 45.4%.⁸¹ Given the current state of the renewable energy sector in Poland, ensuring the ability to connect the installation to the grid is the key point for the project's successful implementation.

The process of connecting installations to the grid went through a fundamental change in April 2026 following the adoption of an amendment to the Energy Law, i.e., the Act of March 13, 2026, amending the Energy Law and certain other acts⁸² (hereinafter: the Grid Amendment). According to the legislator's intent, its purpose is to increase grid flexibility, enhance the transparency of the connection process, and vacate the connection capacity in the national grid system that has been blocked by projects with issued grid connection conditions, of which the likelihood of rapid implementation is low. In practice, the Grid Amendment means increased opportunities for investors to connect to the grid, but also higher connection costs and increased risks and time pressure associated with project implementation.

⁸¹ Journal of Laws 2026, item 516.

⁸² *Ibidem*, Article 7(3).

Istotnym elementem Nowelizacji sieciowej jest pilotażowy program konkursów na przyłączenie do sieci, który ma zostać przeprowadzony przez operatora systemu przesyłowego w latach 2026–2028. Konkursy te mają zostać przeprowadzone na podstawie transparentnych zasad i kryteriów zaproponowanych przez operatora systemu przesyłowego. W ramach konkursów zostanie przydzielona moc przyłączeniowa dla instalacji odnawialnych źródeł energii wykorzystujących energię promieniowania słonecznego, wiatru na lądzie lub magazynu energii elektrycznej dla nie więcej niż dwóch stacji elektroenergetycznych. W zależności od wyniku pilotażu instytucja ta może wyznaczyć dalszy kierunek rozwoju procesu przyłączania do sieci.

Skutki uchwalenia Nowelizacji sieciowej będą miały niebagatelny wpływ na rynek energetyki odnawialnej w Polsce. Pierwsza ocena nastąpi najpóźniej do 30 czerwca 2029 r., kiedy minister właściwy ds. energii przedstawi Radzie Ministrów formalną ocenę skutków wdrożenia nowelizacji wraz z rekomendacją dotyczącą ewentualnej potrzeby wprowadzenia dalszych zmian, z uwzględnieniem doświadczeń zebranych w toku prowadzenia konkursów na przyłączenie do sieci, o których mowa powyżej.

Dla każdego z inwestorów kluczowe jest uzyskanie warunków przyłączenia instalacji (farmy wiatrowej) do sieci, a następnie zawarcie odpowiedniej umowy, która zagwarantuje realizację jej przyłączenia. Z tych właśnie dwóch etapów (uzyskania warunków przyłączenia oraz zawarcia umowy o przyłączenie) składa się proces przyłączania instalacji do sieci.

Prawo energetyczne przewiduje, że na przedsiębiorstwach energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii (tj. odpowiednio operatorze systemu przesyłowego i operatorach systemu dystrybucyjnego) ciąży tzw. publicznoprawny obowiązek przyłączenia do sieci. Przejawia się on w zobowiązaniu przedsiębiorstwa energetycznego do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z ubiegającym się o to podmiotem, jeżeli spełnia on określone przepisami prawa warunki przyłączenia do sieci. Przyłączenie następuje na zasadach równoprawnego traktowania, jednak 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 mieć tytuł prawny do korzystania z nieruchomości bądź obiektu, do którego energia ma być dostarczana⁸³. Dla skutecznego złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia dla farmy wiatrowej konieczne jest złożenie oświadczenia o dopuszczalności jej lokalizacji na terenie objętym planowaną inwestycją zgodnie z MPZP oraz o posiadaniu, na dzień złożenia wniosku, tytułu prawnego do korzystania z nieruchomości,

One of the key elements of the Grid Amendment is a pilot program of grid connection tenders, to be conducted by the transmission system operator between 2026 and 2028. These tenders are to be conducted based on transparent rules and criteria proposed by the transmission system operator. As part of the tenders, connection capacity will be allocated for renewable energy installations utilizing solar radiation, onshore wind, or electricity storage for no more than two power stations. Depending on the results of the pilot program, this institution may determine the future direction of the grid connection process.

The adoption of the Grid Amendment will have a significant impact on the renewable energy market in Poland. The first assessment will take place no later than June 30, 2029, when the minister responsible for energy will present to the Council of Ministers a formal impact assessment of the amendment's implementation, along with a recommendation regarding the possible need for further changes, considering the experience gained during the grid connection tenders mentioned above.

For each investor, it is crucial to obtain the grid connection conditions and then to conclude a grid connection agreement that guarantees the completion of connection. These two stages – obtaining the grid connection conditions and concluding the grid connection agreement – constitute the process of connecting the installation to the grid.

The Energy Law provides that energy companies engaged in the transmission or distribution of energy (i.e., the transmission system operator and distribution system operators) are subject to a so-called public-law obligation to connect the applicant's installation to the grid. This manifests in the grid operator's obligation to enter into a grid connection agreement with the producer if the latter meets the grid connection conditions specified by law. Connection is carried out on the basis of equal treatment; however, renewable energy installations are connected first due to preferential treatment.

The obligation to connect to the grid is not unconditional. For it to be fulfilled, the technical and economic conditions for grid connection must exist. The applicant must meet the grid connection conditions and have legal title to use the property or facility to which the energy is to be supplied.⁸³ To effectively submit an application for determining the grid connection conditions for a wind farm, it is necessary to submit a statement confirming the admissibility of its location within the area covered by the planned investment in accordance with local spatial and zoning plan and confirming that, as of the date of application submission, the applicant holds legal title to use the property where

⁸³ *Ibidem* art. 7 ust. 8d pkt 1 i 4.

⁸³ *Ibidem*, Article 7(8d)(1) and (4).

na której planowana jest inwestycja⁸⁴. Przed wejściem w życie Nowelizacji sieciowej inwestor musiał dołączyć do wniosku dokument potwierdzający istnienie tego tytułu prawnego oraz wypis i wyrys z MPZP potwierdzające dopuszczalność lokalizacji farmy wiatrowej na terenie objętym planowaną inwestycją. Obecnie obowiązek ten zastąpiono obowiązkiem złożenia oświadczenia. Operator jest jednak uprawniony żądać przedstawienia tych dokumentów niezależnie od złożonego oświadczenia⁸⁵.

Wraz z wejściem w życie Nowelizacji sieciowej za złożenie wniosku o określenie warunków przyłączenia należy wnieść bezzwrotną opłatę w wysokości 1 zł/kW mocy przyłączeniowej, jednak nie więcej niż 100 tys. PLN⁸⁶. Opłata ta będzie miała zastosowanie do każdego, z określonych we wniosku, miejsc przyłączenia. Nowelizacją sieciową zwiększono także kwotę zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie z 30 PLN do 60 PLN/kW mocy przyłączeniowej⁸⁷, a co za tym idzie określono nową maksymalną kwotę zaliczki, która wzrosła z 3 mln do 6 mln PLN. Istotne są jednak przepisy przejściowe do Nowelizacji sieciowej adresujące sytuacje tych podmiotów, które złożyły wnioski o określenie warunków przyłączenia (ale nie zawarły jeszcze umowy o przyłączenie) przed jej wejściem w życie. Każda z takich sytuacji będzie wymagać odrębnej analizy.

Formalnie procedura przyłączenia do sieci rozpoczyna się wraz ze złożeniem przez inwestora wniosku o określenie warunków przyłączenia. Warunki przyłączenia są ważne rok od dnia ich doręczenia, przy czym dla MFW jest to 10 lat (przed wejściem w życie Nowelizacji sieciowej były to 2 lata). W okresie ich ważności stanowią warunkowe zobowiązanie przedsiębiorstwa energetycznego do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej⁸⁸. 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 elektroenergetycznego⁸⁹. 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

the investment is planned.⁸⁴ Prior to the entry into force of the Grid Amendment, the investor was required to attach to the application a document confirming the existence of such legal title, as well as an extract and a map excerpt from local spatial and zoning plan confirming the admissibility of the wind farm's location within the area covered by the planned investment. Currently, this requirement has been replaced by the obligation to submit a relevant declaration of possessing these documents. However, the grid operator is entitled to request the submission of these documents regardless of the declaration submitted.⁸⁵

With the entry into force of the Grid Amendment, a non-refundable fee of 1 PLN per kW of connection capacity must be paid for submitting an application to determine grid connection conditions, but not more than 100,000 PLN.⁸⁶ This fee will apply to each connection point specified in the application. The Grid Amendment also increased the advance payment toward the connection fee from PLN 30 to PLN 60 per kW of connection capacity⁸⁷, and consequently established a new maximum advance payment amount, which rose from PLN 3,000,000 to PLN 6,000,000. However, the transitional provisions of the Grid Amendment addressing the situations of entities that submitted applications for the determination of grid connection conditions (but have not yet concluded a grid connection agreement) prior to its entry into force are significant. Therefore, each such situation will require a separate analysis.

Formally, the grid connection procedure begins when the investor submits an application for the determination of grid connection conditions. The grid connection conditions are valid for one year from the date of their delivery to the applicant (prior to the entry into force of the Grid Amendment, it was two years). For OWF, this period is 10 years. During their validity period, they constitute a conditional obligation on the part of the grid operator to conclude an agreement for connection to the power grid.⁸⁸ The minimum content of the grid connection conditions is specified in particular in § 4(2) of the Regulation of the Minister of Climate and Environment of March 22, 2023, on the detailed conditions for the operation of the power system.⁸⁹ However, the conclusion of the grid connection agreement will depend on the fulfillment of economic and technical conditions, as well as on the investor's compliance with the parameters specified in the grid connection conditions themselves.

Both the technical and economic conditions for connection should be analyzed on a case-by-case basis with respect to the specific installation covered by the application for grid connection conditions. The assessment of whether these conditions exist is made for the moment of the wind

⁸⁴ *Ibidem*, art. 7 ust. 8da.

⁸⁵ Art. 7 ust. 8b¹ Prawa energetycznego.

⁸⁶ *Ibidem*, art. 7 ust. 8a.

⁸⁷ *Ibidem*, art. 7 ust. 8i pkt 2 i ust. 8i¹.

⁸⁸ T.j. Dz.U. 2025 r. poz. 919.

⁸⁹ Tak m.in. Sąd Najwyższy w wyroku z 22 maja 2014 r., sygn. akt III SK 51/13.

⁸⁴ *Ibidem*, Article 7, para. 8da.

⁸⁵ Article 7(8b)(1) of the Energy Law.

⁸⁶ *Ibidem*, Article 7, para. 8a.

⁸⁷ *Ibidem*, Article 7, para. 8i, subpoints 2 and para. 8i¹.

⁸⁸ Consolidated text: Journal of Laws of 2025, item 919.

⁸⁹ For example, the Supreme Court in its judgment of May 22, 2014, case no. III SK 51/13.

techniczna realizacja przyłącza oraz czy jest ekonomicznie uzasadniona⁹⁰. Ocena istnienia tych warunków dokonywana jest na chwilę przyłączenia farmy wiatrowej do sieci, a nie na chwilę złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia. 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 w przypadku umowy o przyłączenie do sieci ustawodawca wymienia szereg postanowień, które muszą znaleźć się w takiej umowie. Wśród nich znajduje się m.in. termin realizacji przyłączenia, wysokość opłaty za przyłączenie czy warunki udostępnienia nieruchomości w celu budowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia⁹¹. Do kwietnia 2026 r. umowy o przyłączenie do sieci miały także obowiązkowo określać termin na dostarczenie energii do sieci po raz pierwszy dla odnawialnych źródeł energii, a zatem również farm wiatrowych. W przypadku lądowych farm wiatrowych termin ten mógł być dłuższy niż 48 miesięcy liczonych od dnia zawarcia umowy. Na mocy Nowelizacji sieciowej wymóg ten został usunięty. Usunięty został także określony wcześniej w Ustawie OZE mechanizm przedłużenia terminu pierwszego dostarczenia energii elektrycznej do sieci dla projektów, które wygrały aukcję. W Prawie energetycznym utrzymano jednak obowiązek dostarczenia do sieci energii po raz pierwszy dla morskich farm wiatrowych – w terminie 120 miesięcy od dnia zawarcia umowy o przyłączenie.

W sytuacji, gdy dojdzie do odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, przepisy Prawa energetycznego nakładają na operatora sieci obowiązek pisemnego powiadomienia o tym fakcie zarówno wnioskodawcy, jak i Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki⁹². W przypadku, gdy operator sieci odmówi przyłączenia z powodu braku warunków ekonomicznych, może on zawrzeć umowę o przyłączenie, ustalając w niej opłatę za przyłączenie w wysokości uzgodnionej z podmiotem przyłączanym. Operator sieci, informując o odmowie przyłączenia, podaje także szacowaną wysokość opłaty wraz z informacją o możliwości zażądania przedstawienia sposobu kalkulacji tej opłaty⁹³. Co więcej, w przypadku odmowy zawarcia umowy zarówno inwestor, jak i operator sieci mogą wystąpić do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o rozstrzygnięcie sporu co do odmowy zawarcia umowy o przyłączenie⁹⁴. Od kwietnia 2026 r. wniosek o rozstrzygnięcie sporu należy

farm's connection to the grid, not for the moment the application is submitted.⁹⁰ Current regulations lack a statutory definition of technical and economic conditions, so grid operators have some discretion in their assessment. This does not, however, imply complete discretion. In each case, this assessment should be made in accordance with the principle of equal treatment.

6.2. Grid connection agreement

Just as with the mandatory elements of an application for grid connection conditions, the law lists a number of provisions that must be included in a grid connection agreement. These include, among others, the deadline for completing the connection, the amount of the connection fee, and the terms for making the property available for the construction of the grid necessary to complete the connection.⁹¹ Until April 2026, grid connection agreements were also required to specify a deadline for the first delivery of energy to the grid for renewable energy sources, and thus also for wind farms. For onshore wind farms, this deadline could not exceed 48 months from the date of grid connection agreement conclusion. Under the Grid Amendment, this requirement has been removed. The mechanism previously specified in the RES Act for extending the deadline for the first supply of electricity to the grid for projects that won an auction has also been removed. However, the Energy Law retains the obligation to supply energy to the grid for the first time for OWF – within 120 months from the date of concluding the grid connection agreement.

If a request for a grid connection agreement is denied, the Energy Law requires the grid operator to notify both the applicant and the President of the Energy Regulatory Office in writing of this fact.⁹² If the grid operator refuses connection due to the lack of economic conditions, it may enter into a so-called economical grid connection agreement, specifying a connection fee in an amount agreed upon with the applicant. When notifying of the refusal to connect, the grid operator must also provide an estimated grid connection fee along with information regarding the possibility of requesting a breakdown of how that fee was calculated.⁹³ Furthermore, in the event of a refusal to enter into a grid connection agreement, both the investor and the network operator may apply to the President of the Energy Regulatory Office for a resolution of the dispute regarding the refusal to enter into a grid connection agreement.⁹⁴

⁹⁰ Art. 7 ust. 2 Prawa energetycznego.

⁹¹ *Ibidem*, art. 7 ust. 1¹.

⁹² *Ibidem*, art. 7 ust. 1² w zw. z ust. 9.

⁹³ *Ibidem*, art. 8 ust. 1.

⁹⁴ Art. 7 ust. 2e dodany przez art. 1 pkt 14 lit. b ustawy z 28 lipca 2023 r. (Dz.U. z 2023 r. poz. 1681) zmieniającej niniejszą ustawę z dniem 7 września 2023 r.

⁹⁰ Section 7(2) of the Energy Law.

⁹¹ *Ibidem*, Article 7(1)(1).

⁹² *Ibidem*, Article 7(1)(2) in conjunction with para. 9.

⁹³ *Ibidem*, Article 8(1).

⁹⁴ Article 7(2e) added by Article 1(14)(b) of the Act of July 28, 2023 (Journal of Laws of 2023, item 1681) amending this Act as of September 7, 2023.

złożyć nie później niż w ciągu 6 miesięcy od dnia doręczenia informacji o odmowie zawarcia umowy o przyłączenie.

Od września 2023 r.⁹⁵ katalog postanowień umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej jednostki wytwórczej przewiduje także 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 zapotrzebowaniem 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.⁹⁶ 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 niejednołitym 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.

Nowelizacją sieciową wprowadzono dwa nowe typy umowy o przyłączenie: umowę elastyczną i umowę konfigurowalną⁹⁷. W zamyśle ustawodawcy mają one zwiększyć możliwość przyłączenia instalacji do sieci na obszarach z ograniczoną mocą przyłączeniową. Umowy te mają zawierać postanowienia skutkujące ograniczeniem możliwości wprowadzania energii elektrycznej do sieci.

Zawarcie umowy elastycznej możliwe jest w sytuacji, gdy przyłączenie bez ograniczeń we wprowadzaniu i poborze energii elektrycznej wymaga uprzedniej rozbudowy sieci w zakresie wynikającym z uzgodnionego z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki planu rozwoju sieci. Ograniczenia we wprowadzaniu energii do sieci zawarte w umowie elastycznej mogą obowiązywać do czasu rozbudowy sieci, nie dłużej jednak niż 3 lata od dnia zakończenia realizacji całości przyłączanego obiektu i uzyskania ostatecznego pozwolenia na użytkowanie. Zawarcie umowy elastycznej nie zwalnia operatora z obowiązku realizacji inwestycji wynikających z planu rozwoju sieci, nie może utrudniać lub unie-

Starting in April 2026, a request for dispute resolution must be submitted no later than within 6 months from the date of delivery of the notice of refusal.

As of September 2023.⁹⁵ The catalog of provisions of the grid connection agreement also includes provisions authorizing system operators to limit the guaranteed connection capacity or impose restrictions resulting in the lack of a reliable electricity supply (to balance electricity supply with demand or ensure the operational safety of the power grid) in accordance with the conditions specified, in the transmission network operation and maintenance manual or the distribution network operation and maintenance manuals.

A significant amendment to the Energy Law enacted in 2023⁹⁶ introduced a legal basis for so-called oversizing of RES. Pursuant to Article 7(1) of the Energy Law effective as of October 1, 2023, in the case of connecting a power source, the connection capacity of that source may be less than or equal to its installed capacity. Until now, this issue had not been explicitly defined in the regulations, which resulted in inconsistent positions among operators and frequent refusals to grant permission for the use of generation equipment with an installed capacity greater than the connection capacity. The introduction of the aforementioned provision provides generators with a legal basis to use the generation units that allows for the effective utilization of the allocated connection capacity.

The Grid Amendment introduced two new types of grid connection agreements: the flexible agreement and the configurable agreement.⁹⁷ The legislator's intent is to increase the possibility of connecting installations to the grid in areas with limited connection capacity. These agreements shall include provisions limiting the ability to feed electricity into the grid.

A flexible agreement may be concluded when a connection without restrictions on the injection and consumption of electricity requires prior grid expansion to the extent specified in a grid development plan agreed upon with the President of the Energy Regulatory Office. Restrictions on feeding energy into the grid contained in a flexible agreement may remain in effect until the grid is expanded, but for no longer than 3 years from the date of completion of the entire facility being connected and the issuance of the final occupancy permit. The conclusion of a flexible agreement does not relieve the operator of the obligation to carry out investments resulting from the grid development plan. It

⁹⁵ Art. 7 ust. 1 zmieniony przez art. 4 pkt 4 lit. a ustawy z 17 sierpnia 2023 r. (Dz.U. z 2023 r. poz. 1762) zmieniającej niniejszą ustawę z dniem 1 października 2023 r.

⁹⁶ *Ibidem*, art. 7¹ i art. 7².

⁹⁷ *Ibidem*, art. 7 ust. 2^a–2^j.

⁹⁵ Article 7(1) amended by Article 4(4)(a) of the Act of August 17, 2023 (Journal of Laws of 2023, item 1762) amending this Act as of October 1, 2023.

⁹⁶ *Ibidem*, Article 7¹ and Article 7².

⁹⁷ *Ibidem*, Article 7(2)^a–2^j.

możliwić realizacji tych inwestycji, a także musi zapewniać ochronę odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat (innymi słowy koszt realizacji umowy elastycznej nie może być przeniesiony na odbiorców).

Z kolei zawarcie umowy konfigurowalnej możliwe jest, gdy przyłączenie bez ograniczeń we wprowadzaniu i poborze energii elektrycznej nie jest możliwe mimo planowanej rozbudowy sieci w zakresie wynikającym z planu rozwoju sieci. Zawarte w umowie konfigurowalnej ograniczenia we wprowadzaniu energii do sieci mogą być zmienne w czasie i odnosić się do zdarzeń lub parametrów związanych z pracą tej sieci. W przypadku umowy konfigurowalnej ograniczenia te mogą obowiązywać bezterminowo, a operator sieci nie jest zobowiązany do podejmowania działań, których celem jest ich likwidacja.

Nowelizacja sieciowa wprowadziła także względem wszystkich rodzajów umów o przyłączenie wymóg realizacji „kamienia milowego” – obowiązku powiadomienia operatora sieci o uzyskaniu ostatecznego pozwolenia na budowę dla inwestycji objętej umową⁹⁸. Pozwolenie na budowę będące przedmiotem notyfikacji musi umożliwiać realizację co najmniej 80% mocy zainstalowanej objętej umową. W przypadku lądowych farm wiatrowych termin na realizację tego obowiązku wynosi 36 miesięcy od dnia podpisania umowy o przyłączenie. Niespełnienie tego obowiązku skutkuje wygaśnięciem umowy o przyłączenie z mocy prawa. Konieczność realizacji kamienia milowego nie obejmuje morskich farm wiatrowych.

Termin na złożenie ww. oświadczenia o uzyskaniu ostatecznego pozwolenia na budowę może zostać przedłużony o nie więcej niż 24 miesiące w dwóch przypadkach (żaden z nich nie ma zastosowania do morskich farm wiatrowych). Pierwszym z nich jest wystąpienie okoliczności niezależnych od inwestora, które uniemożliwiają dotrzymanie tego terminu, rozumianych jako:

- wystąpienie na obszarze planowanej inwestycji klęski żywiołowej lub działań wojennych, aktów terrorystycznych, zamieszek społecznych lub innego zdarzenia o charakterze politycznym lub społecznym, zakłócającym funkcjonowanie infrastruktury energetycznej lub organów administracji publicznej;
- wprowadzenie ograniczeń eksportowych lub importowych, embarg;
- ustanowienie na obszarze lub części obszaru planowanej inwestycji strefy ochronnej terenu zamkniętego ustalonej przez ministra obrony narodowej;
- zakłócenia w globalnych lub lokalnych łańcuchach dostaw komponentów i technologii niezbędnych do realizacji inwestycji, które nie wynikają z winy podmiotu przyłączanego; lub
- przewlekłość postępowań administracyjnych, w tym opóźnienia w wydawaniu decyzji, pozwoleń, uzgodnień lub opinii przez organy administracji publicznej, jeżeli

⁹⁸ *Ibidem*, art. 7 ust. 8c¹–8c¹¹.

may not hinder or prevent the implementation of such investments, and must also ensure the protection of consumers against unjustified price levels and fee rates (in other words, the cost of implementing the flexible agreement may not be passed on to consumers).

In turn, a configurable agreement may be concluded when an unrestricted connection for the injection and consumption of electricity is not possible despite the planned grid expansion to the extent specified in the grid development plan. The restrictions on electricity injection into the grid contained in a configurable agreement may vary over time and relate to events or parameters associated with the operation of that grid. In the case of a configurable agreement, these restrictions may remain in effect indefinitely, and the grid operator is not obligated to take actions aimed at eliminating them.

The Grid Amendment also introduced a “milestone” obligation for all types of grid connection agreements – an obligation to notify the grid operator of obtaining the final building permit for the installation covered by the agreement.⁹⁸ The building permit subject to notification must allow for the implementation of at least 80% of the installed capacity covered by the agreement. For onshore wind farms, the deadline for fulfilling this obligation is 36 months from the date of signing the grid connection agreement. Failure to meet this obligation results in the expiry of grid connection agreement by operation of law. The requirement to meet this milestone does not apply to OWF.

The deadline for submitting the aforementioned declaration of obtaining a final building permit may be extended by no more than 24 months in two cases (neither of which applies to offshore wind farms). The first is the occurrence of circumstances beyond the investor’s control that prevent meeting this deadline, understood as:

- the occurrence, within the area of the planned investment, of a natural disaster or acts of war, terrorist acts, civil unrest, or any other event of a political or social nature that disrupts the functioning of energy infrastructure or public administration bodies;
- the imposition of export or import restrictions, or embargoes;
- the establishment, within the area or part of the area of the planned investment, of a restricted access zone designated by the Minister of National Defense;
- disruptions in global or local supply chains for components and technologies necessary for the implementation of the investment, which are not attributable to the fault of the investor; or
- prolonged administrative proceedings, including delays in the issuance of decisions, permits, approvals, or opinions by public administration bodies, provided that the investor

⁹⁸ *Ibidem*, Article 7, paras. 8c¹–8c¹¹.

podmiot przyłączany dochował należytej staranności w zakresie terminowego składania wniosków i uzupełnień.

W takim przypadku, w celu przedłużenia terminu, inwestor zobowiązany jest złożyć do operatora sieci oświadczenie o wystąpieniu powyższych okoliczności, przedłożyć dokumenty potwierdzające ich wystąpienie oraz wskazać okres niezbędny do spełnienia obowiązku notyfikacji, biorąc pod uwagę zaistniałe opóźnienia, nie więcej jednak niż 24 miesiące.

Drugą możliwością jest złożenie przez inwestora wniosku o wydłużenie terminu na złożenie oświadczenia (o okres nie dłuższy niż 24 miesiące) wraz z ustanowieniem dodatkowego zabezpieczenia w wysokości 60 PLN/kW mocy przyłączeniowej, jednak nie więcej niż 12 mln PLN. Wniosku takiego nie trzeba uzasadniać ani wskazywać przyczyn wydłużenia terminu. Operator jest zobowiązany zastosować się do żądania określonego we wniosku, jeżeli tylko inwestor złoży kompletny wniosek i ustanowi dodatkowe zabezpieczenie.

W odniesieniu do terminu na zawiadomienie o uzyskaniu ostatecznego pozwolenia na budowę Nowelizacja sieciowa przewiduje odpowiednie przepisy przejściowe sięgające umów o przyłączenie do sieci zawartych nawet wcześniej niż 4 lata przed jej wejściem w życie. Każda z umów będzie zatem wymagała odrębnej analizy.

Nowelizacja sieciowa wprowadziła także wymóg ustanowienia zabezpieczenia realizacji umowy o przyłączenie⁹⁹. W braku wyłączenia regulacja ta znajdzie zastosowanie także do morskich farm wiatrowych bez względu na to, czy dany inwestor zamierza uczestniczyć w systemie wsparcia. Zabezpieczenie ustanawiane jest na rzecz operatora sieci w wysokości 30 PLN/kW mocy przyłączeniowej do 100 MW oraz 60 PLN/kW mocy przyłączeniowej przewyższającej 100 MW, jednak nie więcej niż 12 mln PLN. Zabezpieczenie można ustanowić w formie:

- kaucji wniesionej na oprocentowany rachunek bankowy prowadzony dla operatora sieci (w przypadku złożenia zabezpieczenia w tej formie przy jego zwrocie operator sieci wypłaca także odsetki od kwoty wniesionego zabezpieczenia w wysokości równej oprocentowaniu rachunku, na który dokonano wpłaty kaucji. Kaucja może także zostać zaliczona w całości lub w części na poczet opłaty za przyłączenie do sieci);
- gwarancji ubezpieczeniowej lub bankowej (spełniającej określone w Nowelizacji sieciowej warunki); lub
- poręczenia spółki z grupy kapitałowej będącej w stosunku do podmiotu przyłączanego przedsiębiorcą dominującym, zabezpieczonym oświadczeniem o dobrowolnym poddaniu się egzekucji.

Zabezpieczenie składa się nie później niż 14 dni po zawarciu umowy o przyłączenie, pod rygorem jej wyga-

exercised due diligence in submitting applications and supplementary materials in a timely manner.

In such a case, in order to extend the deadline, the investor is required to submit a statement to the grid operator regarding the occurrence of the above circumstances, provide supporting documents confirming their occurrence, and specify the period necessary to fulfill the notification obligation, considering the delays that have occurred, but not exceeding 24 months.

The second option is for the investor to submit a request to extend the deadline for notification (for a period not exceeding 24 months) along with the provision of additional security in the amount of PLN 60 per kW of connection capacity, but not exceeding PLN 12,000,000. Such a request does not need to be justified or state the reasons for the extension. The grid operator is required to comply with the request specified in the application, provided that the investor submits a complete application and provides additional security.

Regarding the deadline for notifying the grid operator of the issuance of a final building permit, the Grid Amendment provides for relevant transitional provisions applicable to grid connection agreements concluded even more than 4 years prior to its entry into force. Each agreement will therefore require a separate analysis.

The Grid Amendment also introduced a requirement to provide security for the performance of the grid connection agreement.⁹⁹ In the absence of an exemption, this regulation will also apply to OWFs, regardless of whether the investor intends to participate in the auction support scheme. The security is established in favor of the grid operator in the amount of PLN 30 per kW of connection capacity up to 100 MW and PLN 60 per kW of connection capacity exceeding 100 MW, but not more than PLN 12,000,000. The security may be established in the form of:

- a deposit paid into an interest-bearing bank account held for the grid operator (if security is provided in this form, upon its return, the grid operator also pays interest on the amount of the security provided, equal to the interest rate of the account into which the deposit was paid. The deposit may also be credited in whole or in part toward the grid connection fee);
- an insurance or bank guarantee (meeting the conditions specified in the Grid Amendment); or
- a surety from a company within the capital group that is the parent company of the entity being connected, secured by a declaration of voluntary submission to execution.

The security must be provided no later than 14 days after the conclusion of the grid connection agreement, under penalty

⁹⁹ Plan Wdrażania reform rynku energii elektrycznej przyjęty – Ministerstwo Klimatu i Środowiska – Portal Gov.pl (www.gov.pl).

⁹⁹ Electricity Market Reform Implementation Plan Adopted – Ministry of Climate and Environment – Gov.pl Portal (www.gov.pl).

śnięcia z mocy prawa. Zwracane jest inwestorowi w terminie 30 dni od dnia:

- pisemnego poinformowania operatora sieci o rezygnacji z określonych warunków przyłączenia;
- pisemnego poinformowania operatora sieci o zrealizowaniu wszystkich zobowiązań wynikających z umowy o przyłączenie w zakresie przyłączenia instalacji;
- rozwiązania albo odstąpienia od umowy o przyłączenie w przypadku, gdy nie doszło do zrealizowania wszystkich zobowiązań z niej wynikających z przyczyn zawinionych przez operatora sieci;
- odmowy zawarcia umowy o przyłączenie z powodu braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia;
- rozwiązania albo odstąpienia od umowy o przyłączenie na wniosek podmiotu przyłączanego złożony w terminie:
 - a. do 6 miesięcy od dnia jej zawarcia – operator sieci zatrzymuje lub realizuje wtedy 10% wniesionego zabezpieczenia;
 - b. powyżej 6 miesięcy do 12 miesięcy od dnia jej zawarcia – operator sieci zatrzymuje lub realizuje wtedy 25% wniesionego zabezpieczenia;
 - c. powyżej 12 miesięcy do 24 miesięcy od dnia jej zawarcia – operator sieci zatrzymuje lub realizuje wtedy 50% wniesionego zabezpieczenia;
 - d. powyżej 24 miesięcy do 36 miesięcy od dnia jej zawarcia – operator sieci zatrzymuje lub realizuje wtedy 75% wniesionego zabezpieczenia; lub
- wygaśnięcia umowy o przyłączenie, gdy nastąpiło to w związku z niezrealizowaniem obowiązku powiadomienia operatora sieci o uzyskaniu ostatecznego pozwolenia na budowę z przyczyn niezależnych od podmiotu przyłączanego.

Zabezpieczenie nie podlega zwrotowi w przypadku:

- gdy podmiot przyłączany nie wystąpi o zawarcie umowy o przyłączenie albo odmówi zawarcia umowy o przyłączenie w okresie ważności warunków przyłączenia (z wyłączeniem przypadku, gdy inwestor poinformuje operatora sieci o rezygnacji z określonych warunków przyłączenia);
- rozwiązania albo odstąpienia od umowy o przyłączenie, jeżeli nastąpiło ono w terminie dłuższym niż 36 miesięcy od dnia jej zawarcia (z wyłączeniem przypadków, gdy nastąpiło to z przyczyn zawinionych przez operatora sieci).

Obowiązek przedłożenia zabezpieczenia wykonania obowiązków z umowy o przyłączenie dotknie też te podmioty, które złożyły wniosek o określenie warunków przyłączenia bądź też otrzymały takie warunki lub zawarły umowy o przyłączenie przed wejściem w życie Nowelizacji sieciowej. Podobnie jak w przypadku innych zmian przedstawionych w tej części Raportu, tutaj również dla określenia wymiaru i terminu na spełnienie omawianego obowiązku przedstawienia zabezpieczenia istotna będzie analiza przepisów przejściowych.

of its termination by operation of law. It is returned to the investor within 30 days from the date of:

- written notification to the grid operator of the waiver of grid connection conditions;
- written notification to the grid operator of the fulfillment of all obligations under the grid connection agreement regarding the connection of the installation;
- termination or withdrawal from the grid connection agreement if the obligations arising from it have not been fulfilled for reasons attributable to the grid operator;
- refusal to enter into a grid connection agreement due to the lack of technical or economic conditions for connection;
- termination or withdrawal from the grid connection agreement at the request of the investor, submitted within:
 - a. within 6 months of the date of its conclusion – the grid operator shall then retain 10% of the security;
 - b. more than 6 months but no more than 12 months from the date of conclusion – the grid operator shall then retain 25% of the security;
 - c. more than 12 months but not more than 24 months from the date of its conclusion – the grid operator shall then retain 50% of the security;
 - d. more than 24 months but not more than 36 months from the date of its conclusion – the grid operator shall then retain 75% of the security; or
- termination of the grid connection agreement, if this occurred due to failure to notify the grid operator of obtaining a final building permit for reasons beyond the investor's control.

The security deposit is non-refundable in the following cases:

- if the investor does not apply for the conclusion of a grid connection agreement or refuses to conclude a grid connection agreement during the validity period of the grid connection conditions (except where the investor informs the grid operator of a waiver of grid connection conditions before its expiry);
- termination or withdrawal from the grid connection agreement, if this occurs more than 36 months after the date of its conclusion (except in cases where this occurred due to reasons attributable to the grid operator).

The obligation to provide security for the performance of obligations under the connection agreement will also apply to entities that have submitted an application for the determination of connection terms and conditions, or have received such terms and conditions, or have entered into connection agreements prior to the entry into force of the Network Amendment. As with other changes presented in this section of the Report, an analysis of the transitional provisions will also be essential here to determine the scope and deadline for fulfilling the discussed obligation to provide security.

6.3. Bilansowanie Krajowego Systemu Energetycznego

Koszt bilansowania to koszt wynikający z faktu, że mimo coraz dokładniejszych prognoz, nadal nie da się ze 100-procentową 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. Tymczasem system energetyczny nie znosi niespodzianek. Jeśli faktyczna produkcja różni się z grafikiem, potrzebne jest bilansowanie systemu w celu zrównoważenia dostaw i poboru energii elektrycznej w systemie jej przesyłu i dystrybucji. W tym zakresie 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 sprzedaje dalej nabywca. Z perspektywy przychodów wytwórcy istotny jest zatem wyłącznie wolumen produkcji energii i jej cena ustalona w umowie ze sprzedawcą. Sprzedawca natomiast bierze na siebie odpowiedzialność za grafikowanie produkcji źródła odnawialnego i na podstawie tych grafików (predykcji) sprzedaje planowaną do wyprodukowania energię dalszym odbiorcom.

Ze względu na brak możliwości grafikowania energii z odnawialnych źródeł ze 100-procentową 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 odchy-

6.3. National Power System balancing

The cost of balancing arises from the fact that, despite increasingly accurate forecasts, it is still impossible to predict with 100% accuracy how much energy certain renewable energy technologies – especially wind turbines or solar farms – will generate in a given hour. As a result, discrepancies arise between how much energy producers plan to supply and how much they can actually transmit under given weather conditions. Meanwhile, the National Power System cannot tolerate surprises. If actual production deviates from the schedule, system balancing is required to balance electricity supply and demand within the transmission and distribution system. This is where the balancing market comes into play. Sellers purchase energy on it in the event of a shortage or sell surpluses when, for example, the wind blows stronger than expected. However, this entails certain costs.

The balancing cost is an indispensable component of every contract for the sale of electricity from renewable energy sources concluded with a seller who acts as the entity responsible for balancing on behalf of the producer. This cost is not dependent on the extent of the producer's deviations from the scheduled production plan. Under typical contracts between a renewable energy producer and an energy seller (who then resells the 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 buyer subsequently sells that energy. From the perspective of the producer's revenue, only the volume of energy production and its price, as set in the contract with the seller, are relevant. The seller, on the other hand, assumes responsibility for scheduling the production of the renewable source and, based on these schedules (forecasts), sells the planned energy to end consumers.

Due to the inability to schedule energy from renewable sources with 100% accuracy, deviations from the operating schedule adopted for the seller may occur. In such cases, the seller must purchase the shortfall or sell the surplus electricity on the balancing market to balance the portfolio. In the event of a downward deviation (generation shortfall), the seller assumes the risk of deviations from the assumed production schedule of the renewable source, and thus the risk that the price paid to the RES producer will be higher than the total revenue received for that energy due to the need to purchase part of the energy on the balancing market. Conversely, in the event of an upward deviation, the seller assumes the risk of the difference between the contract price under the agreement with the renewable energy producer and the price on the balancing market at which they must resell the surplus.

From the producer's perspective, it is precisely the risks described above that are the subject of the balancing fee,

lenia od zakładanych grafików produkcji (te mają bowiem bezpośrednie znaczenie wyłącznie dla sprzedawcy).

W maju 2020 r. Polska przyjęła Plan wdrażania reform rynku energii elektrycznej¹⁰⁰ 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 pożądane 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 (dalej jako: WDB), a decyzją z 26 stycznia 2026 zatwierdził je w całości. WDB weszły w życie 14 czerwca 2024 r.¹⁰¹

Warunki Dotyczące Bilansowania są opracowywane przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (dalej jako: PSE) i pełnią funkcję 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 (dalej jako: IRIESP).

Decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wprowadzone zostały zmiany rynku bilansującego obejmujące m.in. 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 sieci¹⁰² (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 ewentualnie ograniczonego pozwolenia na użytkowanie (ang. *Limited Operational Notification*; LON), ściśle powiązanych z etapami przyłączania.

¹⁰⁰ Decyzja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z 27 września 2023 r., znak DRR.WRE.744.17.2023.ŁW i Decyzja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z 26 stycznia 2024 r., znak DRR.WRE.744.17.2023.ŁW.

¹⁰¹ Dz.U. UE L. z 2016 r. Nr 112, s. 1 ze zm.

¹⁰² Art. 34 NC RfG.

and not the actual deviations from the assumed production schedules (as these are of direct relevance only to the seller).

In May 2020, Poland adopted the Plan for the Implementation of Electricity Market Reforms¹⁰⁰, 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 presents a list of planned market reforms. One of the reforms envisaged in the Implementation Plan is the reform of the balancing market.

As part of the second phase of the balancing market reform, on September 27, 2023, the President of the Energy Regulatory Office issued a decision partially approving the new Balancing Terms and Conditions, and by a decision dated January 26, 2026, approved them in their entirety. The Balancing Terms and Conditions entered into force on June 14, 2024.¹⁰¹

The Balancing Terms and Conditions are developed by Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (hereinafter: PSE) and serve as the rules governing the operation of the electricity balancing market. Regulations concerning the balancing process of the national power system are also included in the Transmission Network Operation and Maintenance Manual developed by PSE.

By decision of the President of the Energy Regulatory Office, changes to the balancing market were introduced, including, among others, a new organizational and facility structure of the balancing market, a new catalog of balancing services, the process of planning the operation of the national power system, market rules for procuring balancing capacity, rules for pricing balancing energy and imbalances, and rules for settling these energies.

6.4. EON, ION, and FON

Pursuant to the provisions of Commission Regulation (EU) 2016/631 of April 14, 2016, establishing a network code on requirements for the connection of power-generating modules to the grid¹⁰² (hereinafter: NC RfG), in order to connect Type D generation units to the grid, it is necessary to obtain operational notifications, i.e., an Energization Operational Notification (EON), an Interim Operational Notification (ION), a Final Operational Notification (FON), and, if applicable, a Limited Operational Notification (LON), which are closely linked to the connection stages.

¹⁰⁰ Decision of the President of the Energy Regulatory Office dated September 27, 2023, ref. DRR.WRE.744.17.2023.ŁW, and Decision of the President of the Energy Regulatory Office dated January 26, 2024, ref. DRR.WRE.744.17.2023.ŁW.

¹⁰¹ OJ EU L 112 of 2016, p. 1, as amended.

¹⁰² Article 34 NC RfG.

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 przyłączenia¹⁰³. Po zakończeniu prac budowlanych związanych z budową obiektu przyłączanego, przeprowadzeniu odbiorów w stanie beznapięciowym oraz realizacji prac po stronie operatora umożliwiających przyłączenie obiektu do sieci wytwórcza składa do właściwego operatora 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 napięcia na sieć wewnętrzną wytwórcy i urządzenia pomocnicze dla modułów wytwarzania energii. Pozwolenie EON traci ważność z dniem w nim określonym (maksymalnie po upływie 24 miesięcy od dnia jego wydania) lub po wydaniu pozwolenia ION. Pozwolenie EON nie uprawnia właściciela zakładu energii do wprowadzania energii do sieci.

Pozwolenie ION uprawnia właściciela zakładu wytwarzania energii do eksploatacji modułu wytwarzania energii oraz wytwarzania energii poprzez wykorzystanie przyłączenia do sieci przez określony czas¹⁰⁴. 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.

Any generation module with a connection capacity of 75 MW or more connected to the grid at a voltage below 110 kV, or any module connected to the grid at a voltage of 110 kV or higher, is classified as a Type D generation module.

The implementation of the NC RfG requirements, including those regarding the operational notification procedure for Type D modules, was based on general application requirements developed by the PSE through consultation with distribution system operators and approved by the President of the Energy Regulatory Office.

As noted by NC RfG, the EON authorizes the owner of a power generation facility to supply voltage to its internal network and auxiliary equipment for the power generation modules by utilizing the grid connection specified for the connection point. It is issued by the relevant grid operator provided that preparatory work has been completed, including an agreement between the relevant grid operator and the owner of the power generation facility regarding the protection settings and regulations applicable to the connection point.¹⁰³ After completion of construction work related to the facility to be connected, conducting acceptance inspections in a de-energized state, and completion of work on the operator's side enabling the facility's connection to the grid, the generator submits an application for an EON to the relevant grid operator, which serves as the equivalent of submitting an acceptance report. If the application is valid, the operator issues an EON, i.e., the equivalent of a statement of connection completion. Obtaining the EON permit enables voltage to be supplied to the generator's internal network and auxiliary equipment for the power generation modules. The EON permit expires on the date specified therein (no later than 24 months from the date of issuance) or upon issuance of the ION. The EON permit does not authorize the owner of the power plant to feed energy into the grid.

The ION authorizes the owner of the generation facility to operate the power generation module and generate power by utilizing the grid connection for a specified period.¹⁰⁴ It is issued by the relevant grid operator provided that the process of verifying the data and analyses required under Article 35(3) of the NC RfG has been completed. To obtain an ION, it is necessary to conduct voltage tests and acceptance tests, as well as work enabling the synchronization of the connected generation module with the grid. After the generator submits a valid application for ION, the operator issues this permit. The first synchronization is performed on the basis of ION. It expires on the date specified therein or upon issuance of the FON; however, its validity period may not exceed 24 months.

¹⁰³ Art. 35 NC RfG.

¹⁰⁴ Art. 36 NC RfG.

¹⁰³ Article 35 NC RfG.

¹⁰⁴ Article 36 NC RfG.

Zgodnie z NC RfG pozwolenie FON uprawnia właściciela zakładu wytwarzania energii do eksploatacji modułu wytwarzania energii poprzez wykorzystanie przyłączenia do sieci¹⁰⁵ – Wydawane jest ono (co istotne: na czas nieokreślony) 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 0,2 MW – 10,0 MW oraz typu C o mocy maksymalnej 10 MW – 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 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) stanowią podstawę do zawarcia terminowej umowy o świadczenie usług dystrybucji. Po zawarciu umowy następuje montaż/sprawdzenie i opłombowanie 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 (dalej jako: PGMD)

In accordance with the NC RfG, FON authorizes the owner of the generation facility to operate the generation module by utilizing the grid connection.¹⁰⁵ It is issued (importantly: for an indefinite period) by the competent grid operator after all non-conformities identified for the purposes of ION have been resolved and provided that the process of verifying the data and analyses required under Article 36(3) of the NC RfG has been finalized. The generator submits an application for the FON after the initial synchronization based on the ION and after the final completion of works on the facility, the rectification of deficiencies reported by the operator in the list of corrections in the ION, and the successful completion of tests verifying technical and operational parameters. The operator issues the FON upon positive verification of the application.

The requirements for grid connection for Type B generation modules with a maximum capacity of 0.2 MW – 10.0 MW and Type C modules with a maximum capacity of 10 MW – 75 MW connected to the power grid at a voltage below 110 kV are also regulated by NC RfG.

After the distribution grid operator has completed the required work, the owner of the generation facility is notified that the connection has been established and that the operator is ready to provide distribution services. Upon receiving this notification and after completing the work required by the grid connection conditions, the owner of the generation facility submits a declaration of readiness for connection to the grid operator. For Type C power generation modules, a preliminary plan for conducting compliance tests must be provided.

After the documents have been verified as complete, the grid operator schedules a date for the installation inspection. The inspection covers the power output equipment, the power generation module along with the electrical protection automation systems, telemechanics, and other systems specified in the grid connection conditions.

A successful inspection of the generation facility and payment of the connection fee (if required) form the basis for concluding a timely distribution service agreement. Following the conclusion of this agreement, the operator installs, inspects, and seals the metering and billing systems and supplies power to the facility. A prerequisite for supplying power to the facility is the conclusion of a distribution service agreement.

Pursuant to Article 32 of the NC RfG, for the purposes of obtaining a permit for the connection of each new Type B and C power generation module, the owner of the power generation facility shall submit to the grid operator a power generation module document (hereinafter: PGMD)

¹⁰⁵ M. Domagała, *Bezpieczeństwo energetyczne. Aspekty administracyjno-prawne*, Lublin 2008, s. 103.

¹⁰⁵ M. Domagała, *Energy Security: Administrative and Legal Aspects*, Lublin 2008, p. 103.

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 oraz 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.

7 Koncesja na wytwarzanie energii OZE

7.1. Koncesja

Rozpoczęcie wytwarzania energii elektrycznej w ramach farmy wiatrowej oraz następnie możliwość jej sprzedaży podmiotom trzecim uwarunkowane są koniecznością uzyskania właściwej koncesji. Zgodnie z Ustawą OZE podjęcie i wykonywanie działalności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii wymaga uzyskania koncesji na zasadach i warunkach określonych w Prawie energetycznym. Z obowiązku uzyskania koncesji wyłączone jest wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji (tj. instalacja o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 kW i nie większej niż 1 MW przyłączona do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV). W przypadku małych instalacji wymagane jest uzyskanie wpisu do rejestru wytwórców w małej instalacji.

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 i na warunkach określonych w koncesji¹⁰⁶.

Organem właściwym do wydania koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii jest

¹⁰⁶ M. Domagała, *Bezpieczeństwo energetyczne. Aspekty administracyjno-prawne*, Lublin 2008, s. 103.

confirming that, the power generation module complies with the technical criteria specified in the NC RfG, as well as providing the necessary data and certifications, including a certificate of conformity. A separate, independent PGMD must be submitted for each power generation module within the power generation facility.

The format of the PGMD and the information to be included therein shall be determined by the relevant operator, who has the right to require that the owner of the power generation facility include in the PGMD, among other things, proof of an agreement regarding protection settings and control and regulation systems appropriate for the connection point between the relevant system operator and the owner of the power generation facility, a detailed certificate of conformity, detailed technical data regarding the power generation module relevant to grid connection, equipment certificates issued by an authorized certification body for the power generation modules, and compliance test reports showing steady-state and dynamic operating parameters.

Upon acceptance of a complete and appropriate PGMD, the competent operator issues a final permit to the owner of the power generation facility.

License for generation from RES

7.1. License

Commencing electricity generation at a wind farm and subsequently selling it to third parties is contingent upon obtaining the appropriate license. Pursuant to the RES Act, undertaking and conducting activities related to the generation of electricity from renewable energy sources requires obtaining a license under the terms and conditions set forth in the Energy Law. The obligation to obtain a license does not apply to the generation of electricity from renewable energy sources in a small-scale installation (i.e., an installation with a total installed electrical capacity of more than 50 kW and not more than 1 MW connected to a power grid with a rated voltage of less than 110 kV). For small installations, an entry in the register of small-scale generators is required instead.

A license for generation of electricity is an administrative decision and constitutes a qualified permit consisting of consent to conduct business activities under the conditions specified both in applicable laws and in the terms of the license.¹⁰⁶

The competent authority for issuing a license for generation of electricity from renewable energy sources is the President of the Energy Regulatory Office. A license may be granted

¹⁰⁶ M. Domagała, *Energy Security: Administrative and Legal Aspects*, Lublin 2008, p. 103.

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 niezależanie 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, 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 1 tys. – 2,5 mln 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.

W kontekście opłaty koncesyjnej (oraz opłaty przedkoncesyjnej opisanej poniżej) istotne znaczenie ma wyrok Trybunału Konstytucyjnego z 7 sierpnia 2025 r. (SK 55/22). Trybunał Konstytucyjny uznał, że przepisy nieobowiązującego już Rozporządzenia Rady Ministrów z 5 maja 1998 r. w sprawie wysokości i sposobu pobierania przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki corocznych opłat wnoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, którym została udzielona koncesja¹⁰⁷, określającego kluczowe elementy konstrukcyjne opłaty koncesyjnej (w tym podstawę jej

only to entities that meet the conditions for obtaining a license as specified in the Energy Law. The most important conditions include:

- possession of adequate financial resources,
- possessing the technical capabilities to ensure proper performance of the business, and, having no outstanding tax liabilities.

Conversely, the grounds for refusal to grant a license include, among others: bankruptcy or liquidation proceedings against the applicant, submission of statements inconsistent with the facts, conviction for fiscal offenses, or prior revocation of a license due to violations of its terms (as referred to in Article 41(3) of the Energy Law).

The information and documents that must be submitted to the President of the Energy Regulatory Office in proceedings for the issuance of a license are regulated in detail in the Energy Law, and 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, is helpful in this regard.

A license may only be issued for a fixed term; the regulations do not permit the granting of a license for an indefinite period. The term of the license may range from 10 to a maximum of 50 years, although a license may be granted for a period shorter than 10 years upon the express request of the entity applying for the license. Furthermore, no later than 18 months before the expiration of the concession period, it is possible to submit a request to the President of the Energy Regulatory Office for an extension of the concession's validity.

Holding a license entails the obligation for the relevant business to pay an annual "license fee," which ranges from PLN 1,000 to PLN 2.5 million and is calculated as the product of revenue from the sale of goods and services (from activities covered by the license) and a coefficient determined by the Council of Ministers via regulation.

In the context of the license fee (and the pre-concession fee described below), the Constitutional Tribunal's judgment of August 7, 2025 (SK 55/22) is significant. The Constitutional Tribunal ruled that the provisions of the now-defunct Regulation of the Council of Ministers of May 5, 1998, on the amount and method of collection by the President of the Energy Regulatory Office of annual fees paid by energy companies that have been granted a license¹⁰⁷, which defined the key structural elements of the license fee (including the basis for its calculation, rates, and rules for accumulation),

¹⁰⁷ Dz.U. z 2021 r. poz. 1938.

¹⁰⁷ Journal of Laws of 2021, item 1938.

obliczenia, stawki oraz zasady kumulacji), naruszały przepisy Konstytucji, ponieważ regulowały materię danin publicznych na poziomie podustawowym. W konsekwencji Trybunał Konstytucyjny jednoznacznie zakwalifikował opłatę koncesyjną jako daninę publiczną, co oznacza, że wszystkie jej istotne elementy powinny wynikać bezpośrednio z ustawy.

Chociaż wyrok formalnie odnosi się do nieobowiązujących już przepisów, jego argumentacja podważa również aktualny mechanizm ustalania opłaty koncesyjnej. Obowiązujące Rozporządzenie Rady Ministrów z 12 października 2021 r. w sprawie opłaty koncesyjnej¹⁰⁸ nadal bowiem w istotnym stopniu określa sposób kalkulacji opłaty (m.in. na podstawie przychodów i współczynników), co może być postrzegane jako powielenie wadliwej konstrukcji wskazanej przez Trybunał Konstytucyjny.

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 „przyrzeczenia” 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.

7.3. Działalność przedkoncesyjna

Nowelizacją sieciową uregulowano także problematykę działalności przedkoncesyjnej, czyli wytwarzania lub magazynowania energii elektrycznej w okresie pomiędzy jej pierwszym wprowadzeniem do sieci a uzyskaniem koncesji¹⁰⁹.

¹⁰⁸ Art. 33a–33d Prawa energetycznego.

¹⁰⁹ Poziom P90 oznacza, że biorąc pod uwagę wyniki przeprowadzonych analiz, istnieje 90-procentowe prawdopodobieństwo osią-

violated the provisions of the Constitution because they regulated the matter of public levies at the sub-statutory level. Consequently, the Constitutional Tribunal unequivocally classified the license fee as a public levy, which means that all its essential elements should derive directly from the statutory provisions.

Although the ruling formally refers to provisions that are no longer in force, its reasoning also undermines the current mechanism for determining the license fee. The current Regulation of the Council of Ministers of October 12, 2021, on the license fee still¹⁰⁸, to a significant extent, specifies the method of calculating the license fee (including based on revenues and coefficients), which may be perceived as a repetition of the flawed structure identified by the Constitutional Tribunal.

7.2. Promise of a license

Before commencing business activities involving the generation of electricity and before obtaining the relevant license, the provisions of the Energy Law allow interested investors to obtain a promise of a license, i.e., a “pledge” to issue the relevant license.

The essence of a promise of a license is that, during its validity period, the investor has time to prepare for conducting the licensed activity, and during this time (if the investor submits such a request) the President of the Energy Regulatory Office may not refuse to grant a license for the activity specified in the promise of license, unless the factual or legal circumstances stated in the application for the promise have changed.

The provisions governing applications for a license apply *mutatis mutandis* to applications for a promise of a license; therefore, even at the stage of obtaining the promise of a license, the investor must demonstrate, among other things, that they possess the necessary financial resources and technical capabilities to ensure the proper performance of the licensed activity.

The promise of a license is issued by the President of the Energy Regulatory Office by way of an administrative decision, which specifies, among other things, its validity period, which may not be shorter than 6 months. A promise of a license does not entitle the holder to perform the activities covered by the license to which it relates.

7.3. Pre-license activities

The Grid Amendment also regulates the issue of pre-license activities, i.e., the generation or storage of electricity during the period between its first introduction into the grid and the obtaining of a license.¹⁰⁹

¹⁰⁸ Article 33a–33d of the Energy Law.

¹⁰⁹ The P90 level means that, based on the results of the analyses conducted, there is a 90% probability of achieving at least

Zgodnie z Nowelizacją sieciową, działalność taką można prowadzić przedsiębiorca zobowiązany do uzyskania koncesji na wytwarzanie albo magazynowanie energii elektrycznej przez okres 12 miesięcy, lecz nie dłużej niż do dnia uzyskania koncesji. Termin ten można przedłużyć o nie więcej niż 6 miesięcy, składając zawiadomienie do Prezesa URE.

W ramach działalności przedkoncesyjnej przedsiębiorca zobowiązany do uzyskania koncesji może:

- uczestniczyć w rynku bilansującym;
- wytwarzać oraz sprzedawać energię elektryczną z wyłączeniem sprzedaży do odbiorców końcowych (w przypadku przedsiębiorcy obowiązującego do uzyskania koncesji w zakresie wytwarzania energii);
- magazynować energię elektryczną (w przypadku przedsiębiorcy obowiązującego do uzyskania koncesji w zakresie magazynowania energii); oraz
- świadczyć usługi systemowe lub usługi systemowe niedotyczące częstotliwości.

Energia elektryczna wytworzona w okresie działalności przedkoncesyjnej nie stanowi podstawy do pokrycia ujemnego salda w aukcyjnym systemie wsparcia, co oznacza, że nie zmienia się dotychczasowa zasada, zgodnie z którą okres wsparcia może rozpocząć się dopiero po uzyskaniu koncesji. Ponadto energia wytworzona i wprowadzona do sieci przed uzyskaniem koncesji nie może wiązać się z uzyskaniem gwarancji pochodzenia.

W okresie działalności przedkoncesyjnej przedsiębiorca zobowiązany do uzyskania koncesji zobowiązany jest wносить co roku tzw. opłatę przedkoncesyjną. Z obowiązku wniesienia opłaty przedkoncesyjnej w zakresie wytwarzania energii wyłączeni są wytwórcy wytwarzający energię elektryczną w instalacji OZE o łącznej mocy nieprzekraczającej 5 MW.

Wysokość opłaty przedkoncesyjnej stanowi iloczyn przychodów uzyskanych z działalności przedkoncesyjnej roku powstania obowiązku wniesienia opłaty oraz współczynnika określonego przez Radę Ministrów w drodze rozporządzenia. Opłata przedkoncesyjna nie może być mniejsza niż 1000 PLN i większa niż 2,5 mln PLN.

Należy podkreślić, że skutki opisanego wyżej wyroku Trybunału Konstytucyjnego z 7 sierpnia 2025 r. (SK 55/22) mogą także obejmować przepisy będące podstawą do obliczenia wysokości opłaty przedkoncesyjnej. Przepisy te są wspólne dla opłaty koncesyjnej.

Pursuant to the Grid Amendment, such activities may be conducted by an entrepreneur required to obtain a license for generation or storage of electricity for a period of 12 months, but no longer than until the date of obtaining the license. This period may be extended by no more than 6 months by submitting a notification to the President of the Energy Regulatory Office.

As part of pre-license activities, an entrepreneur required to obtain a license may:

- participate in the balancing market;
- generate and sell electricity, excluding sales to end-users (in the case of an entrepreneur required to obtain a license for generation of electricity);
- store electricity (in the case of an entrepreneur required to obtain a license for storage of electricity); and
- provide system services or non-frequency system services.

Electricity generated during the pre-license period does not constitute a basis for covering a negative balance in the auction support system, which means that the existing rule remains unchanged, according to which the support period may begin only after a license has been obtained. Furthermore, energy generated and fed into the grid prior to obtaining a license cannot be used to obtain a guarantee of origin.

During the pre-license period, an entrepreneur required to obtain a license is obligated to pay an annual "pre-license fee." Producers generating electricity in renewable energy installations with a total capacity not exceeding 5 MW are exempt from the obligation to pay the pre-license fee for energy generation.

The amount of the pre-license fee is calculated as the product of the revenue generated from the voivode pre-license activities in the year the obligation to pay the fee arises and a coefficient determined by the Council of Ministers via regulation. The pre-license fee may not be less than PLN 1,000 or more than PLN 2.5 million.

It should be emphasized that the effects of the Constitutional Tribunal's judgment of August 7, 2025 (SK 55/22) described above may also extend to the provisions serving as the basis for calculating the amount of the pre-license fee. These provisions are the same as for the license fee.

gnięcia co najmniej danej wielkości produkcji energii elektrycznej. Poziom P50 oznacza wartość produkcji osiąganą z 50-procentowym prawdopodobieństwem, czyli średnią produktywność.

a given level of electricity production. The P50 level denotes the production value achieved with a 50% probability, i.e., average productivity.



Xavier Canals

Członek Zarządu Uriel Energia
Management Board Member, Uriel Energia

Uriel Energy działa w Polsce długoterminowo i selektywnie. Jesteśmy firmą rodzinną z blisko 100-letnią tradycją działającą w różnych gałęziach biznesu z łącznym portfelem aktywów OZE liczoną w gigawatach. Funkcjonujemy jednocześnie jako deweloper, inwestor i asset manager. Koncentrujemy się na projektach, które jesteśmy w stanie dowieźć od greenfieldu, przez development i finansowanie, po budowę, eksploatację i zarządzanie. Od 2006 r. rozwinięliśmy w Polsce ok. 300 MW projektów wiatrowych, z czego ponad 200 MW zostało zrealizowanych. Projekty finansowane są między innymi przez banki w formule project finance. W celu uzyskania finansowania konieczne było zabezpieczenie przychodów za pomocą umów PPA, gdzie mamy lepszą perspektywę przychodową i mniejsze ryzyko merchant. Dodatkowo stabilność przychodów zabezpiecza wygrana aukcja. Z doświadczenia widzimy, że bez zakontraktowanych przychodów (PPA, cPPA, aukcja) nie ma mowy o uzyskaniu finansowania bankowego.

Nadal jesteśmy obecni kapitałowo i operacyjnie w wybranych aktywach, w tym w dużych projektach takich jak Biały Bór, bo chcemy nie tylko rozwijać projekty, ale też tworzyć realnie pracujące moce w systemie. W swoich projektach skupiamy się na sprawnym zarządzaniu choć częste zmiany regulacyjne wymagają ciągłego monitorowania otoczenia, stąd zespół doświadczonych specjalistów, który szybko reaguje na zmiany jest kluczowy w naszej branży. Widzimy też potrzebę optymalizacji źródeł przychodów – pogodzenia podpisanych PPA, wolumenu zgłoszonego do aukcji, monitorowanie cen TGE i rynku bilansującego oraz prawidłową alokację wyprodukowanego wolumenu.

Dziś naszym kolejnym krokiem jest hybrydyzacja istniejących aktywów w formule cable pooling oraz rozwój magazynów energii. Ten kierunek dostrzeżliśmy kilka lat temu obserwując rynki bardziej dojrzałe, dlatego już teraz mamy w Polsce pipeline projektów bateryjnych i hybrydowych (za pomocą PV) o skali przekraczającej 500 MW, zarówno przy istniejących farmach, jak i w formule stand-alone. Interesuje nas przede wszystkim moc realnie przyłączona do sieci, a nie projekty „na papierze”, bo nadal największym wyzwaniem pozostają dziś przyłączenia i stan sieci. W praktyce obecne regulacje nie zawsze wspierają racjonalną optymalizację istniejących przyłączy, choć właśnie temu powinny służyć projekty hybrydowe i cable pooling. Na przykład w formule cable pooling powinny być faworyzowane instalacje dokładane w punkcie przyłączenia przez operatora wcześniej przyłączonej instalacji OZE, co wspierałoby optymalne wykorzystanie przyłącza, a energia byłaby produkowana niższym kosztem, co powinno się przekładać na niższe ceny prądu dla odbiorcy końcowego. Tym czasem obowiązuje zasada: kto pierwszy ten lepszy, pomijając fakt, że inwestor już przyłączony jest „sprawdzony”, co stwarza realne szanse zwiększenia mocy wyprodukowanej i tym samym poprawę bezpieczeństwa energetycznego.

Z drugiej strony popieram porządkowanie kolejki przyłączeniowej i eliminowanie projektów „zombie”, bo rynek potrzebuje większej przejrzystości i pierwszeństwa dla inwestycji rzeczywiście rozwijanych. Równoległe rośnie presja społeczna – dziś dotyczy już nie tylko wiatru, lecz także PV i magazynów energii. Coraz częściej mamy do czynienia z obawami opartymi na niepełnej wiedzy lub dezinformacji, dlatego edukacja społeczna staje się równie ważna jak same przepisy.

Z perspektywy inwestora najbardziej potrzebujemy dziś deregulacji i uproszczenia procesów administracyjnych wyraźnie skracających procedury permittingowe. Rynek OZE ma znaczenie strategiczne, a mimo to inwestor musi przechodzić przez wiele instytucji i sekwencyjnych procedur, które wydłużają development. Potrzebujemy bardziej scentralizowanego modelu administracyjnego, możliwości prowadzenia części postępowań równoległe oraz dalszego, szybkiego wzmocnienia sieci. Bez tego transformacja będzie postępować wolniej, niż wynika z potrzeb gospodarki i bezpieczeństwa energetycznego Polski.

Uriel Energy operates in Poland on a long-term and selective basis. We are a family-owned company with nearly 100 years of tradition, active in various business sectors with a total portfolio of renewable energy assets measured in gigawatts. We operate simultaneously as a developer, investor, and asset manager. We focus on projects that we are able to see through from greenfield stage, through development and financing, to construction, operation and management. Since 2006, we have developed approximately 300 MW of wind projects in Poland, of which over 200 MW have been completed. The projects are financed, amongst other things, by banks under project finance arrangements. To secure financing, it was essential to secure revenue through PPAs, where we have better revenue prospects and lower merchant risk. Additionally, revenue stability is ensured by winning the auction. From experience, we see that without contracted revenue (PPA, cPPA, auction), there is no chance of obtaining bank financing.

We continue to have a capital and operational presence in selected assets, including large-scale projects such as Biały Bór, because we want not only to develop projects but also to create genuinely operational capacity within the system. In our projects, we focus on efficient management, although frequent regulatory changes require constant monitoring of the environment; hence, a team of experienced specialists who can react quickly to changes is crucial in our industry. We also see a need to optimise revenue streams – reconciling signed PPAs, the volume submitted for auction, monitoring TGE and balancing market prices, and the correct allocation of generated volume.

Today, our next step is the hybridisation of existing assets through cable pooling and the development of energy storage facilities. We identified this direction several years ago by observing more mature markets, which is why we already have a pipeline of battery and hybrid (using PV) projects in Poland exceeding 500 MW, both at existing farms and in a stand-alone format. We are primarily interested in the actual capacity connected to the grid, rather than projects on “paper,” as grid connections and the state of the grid remain the greatest challenge today. In practice, current regulations do not always support the rational optimisation of existing connections, although this is precisely what hybrid projects and cable pooling should serve. For example, in the cable pooling model, priority should be given to installations added at the connection point by the operator of a previously connected renewable energy installation; this would support the optimal use of the connection, and energy would be produced at a lower cost, which should translate into lower electricity prices for the end consumer. Meanwhile, the “first come, first served” principle applies, overlooking the fact that an investor who is already connected is “proven,” which creates a real opportunity to increase the power generated and thereby improve energy security.

On the other hand, I support streamlining the connection queue and eliminating “zombie” projects, as the market needs greater transparency and priority for investments that are actually being developed. At the same time, public pressure is growing – today it concerns not only wind power, but also PV and energy storage. We are increasingly faced with concerns based on incomplete knowledge or misinformation, which is why public education is becoming just as important as the regulations themselves.

From an investor's perspective, what we need most today is deregulation and the simplification of administrative processes that significantly shorten permitting procedures. The renewable energy market is of strategic importance, yet investors must navigate numerous institutions and sequential procedures that prolong development. We need a more centralized administrative model, the ability to conduct some proceedings in parallel, and further, rapid grid reinforcement. Without this, the transition will proceed more slowly than is required by the needs of Poland's economy and energy security.



Lądowa energetyka wiatrowa

Uwarunkowania
i perspektywy
biznesowe

Onshore wind power

Business conditions
and perspectives

1 Lokalizacja inwestycji – normy odległościowe

Zagadnienia związane z lokalizowaniem elektrowni wiatrowych od lat pozostają jednym z kluczowych i szeroko analizowanych tematów. Kwestia ta jest niezmiennie aktualna i stanowi przedmiot intensywnej debaty w przestrzeni publicznej. Nie ulega wątpliwości, że odpowiedzialny rozwój energetyki wiatrowej na lądzie, uwzględniający spójne i przewidywalne planowanie przestrzenne, interesy społeczności lokalnych oraz wymogi ochrony przyrody, ma fundamentalne znaczenie dla dalszego rozwoju sektora.

Lokalizacja lądowych elektrowni wiatrowych w Polsce podlega szczególnemu reżimowi prawnemu określone pierwotnie w Ustawie z 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, znowelizowanej w 2023 r. Regulacja ta wprowadziła precyzyjne zasady sytuowania tego typu projektów, oparte na systemie norm i buforów odległościowych. Przełomowa zmiana przepisów wraz ze wspomnianą nowelizacją tzw. ustawy wiatrakowej w marcu 2023 r. zmieniła wartość minimalnej możliwej odległości pomiędzy elektrownią wiatrową a budynkiem mieszkalnym do 700 metrów, jednocześnie zwiększając potencjalny obszar powierzchni Polski pod nowe lokalizacje turbin wiatrowych. Nadal jednak w mocy pozostaje reguła 10H (wymagana odległość między turbiną a budynkiem mieszkalnym – 10-krotność wysokości turbiny). Miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego (MPZP) może określić inną odległość, jednak nie mniejszą niż 700 metrów, dzięki czemu szczegółowe parametry lokalizacyjne są ustalane na poziomie lokalnym z uwzględnieniem uwarunkowań przestrzennych i środowiskowych.

Nowelizacja Ustawy z 9 marca 2023 r. o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw wprowadziła również ograniczenia lokalizacyjne związane z ochroną przyrody. Przede wszystkim zakazana jest lokalizacja elektrowni wiatrowych na terenach parków narodowych, rezerwatów przyrody, parków krajobrazowych oraz obszarów Natura 2000. Poza tym wprowadzono wymogi odległościowe od wybranych form ochrony przyrody. W przypadku parków narodowych minimalna odległość elektrowni musi wynosić co najmniej 10-krotność całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej (zachowanie tzw. 10H), natomiast od rezerwatów przyrody bufor nie może być mniejszy niż 500 metrów. Jednocześnie przepisy przewidują, że w przypadku ustanawiania nowych parków narodowych lub rezerwatów przyrody nie stosuje się wskazanych ograniczeń odległościowych wobec istniejących już instalacji.

Przepisy określają, że minimalne odległości wymagane przy lokalizacji elektrowni wiatrowych muszą być uwzględniane na wszystkich kluczowych etapach procesu inwestycyjnego przez właściwe organy administracji. Dotyczy to zarówno etapu planistycznego (sporządzanie i uchwalanie MPZP), jak i wydawania decyzji administracyjnych, w szczególności decyzji środowiskowych oraz pozwoleń na budowę.

Investment location – distance standards

Issues related to the siting of wind power plants have remained one of the key and widely analyzed topics for years. This issue remains consistently relevant and is the subject of intense public debate. There is no doubt that the responsible development of onshore wind energy, considering coherent and predictable spatial planning, the interests of local communities, and nature conservation requirements, is of fundamental importance for the sector's further development.

The siting of onshore wind farms in Poland is subject to a specific legal framework originally established by the Act of May 20, 2016, on investments in wind power plants, as amended in 2023. This regulation introduced precise rules for siting such projects, based on a system of standards and distance buffers. A landmark change in the regulations, along with the aforementioned amendment to the so-called wind farm law in March 2023, changed the minimum required distance between a wind farm and a residential building to 700 meters, thereby expanding the potential area in Poland available for new wind turbine sites. However, the 10H rule remains in effect (the required distance between a turbine and a residential building is 10 times the height of the turbine). A Local Spatial Development Plan (MPZP) may specify a different distance, but not less than 700 meters, allowing detailed siting parameters to be determined at the local level, considering spatial and environmental conditions.

The amendment to the Act of March 9, 2023, amending the Act on Investments in Wind Power Plants and Certain Other Acts, also introduced location restrictions related to nature conservation. First and foremost, the siting of wind power plants is prohibited in national parks, nature reserves, landscape parks, and Natura 2000 areas. In addition, distance requirements from selected nature conservation areas have been introduced. In the case of national parks, the minimum distance from a wind farm must be at least 10 times the total height of the wind turbine (the so-called 10H rule), while the buffer zone from nature reserves must not be less than 500 meters. At the same time, the regulations stipulate that when establishing new national parks or nature reserves, the specified distance restrictions do not apply to existing installations.

The regulations specify that the minimum distances required for the siting of wind farms must be considered at all key stages of the investment process by the competent administrative authorities. This applies both to the planning stage (drafting and adoption of MPZP) and to the issuance of administrative decisions, in particular environmental decisions and building permits. This obligation applies to

Obowiązek ten spoczywa na organach gminy, Regionalnych Dyrekcjach Ochrony Środowiska czy wojewodzie, które przy podejmowaniu rozstrzygnięć są zobowiązane do każdorazowego uwzględnienia wymogów odległościowych określonych w przepisach. W praktyce oznacza to, że spełnienie minimalnych odległości stanowi warunek konieczny dopuszczalności takiej inwestycji.

Określone zostały także minimalne odległości między elektrowniami wiatrowymi a sieciami elektroenergetycznymi najwyższych napięć, uzależniając je od parametrów technicznych turbiny, mianowicie odległość musi wynosić co najmniej trzykrotność średnicy wirnika lub dwukrotność całkowitej wysokości elektrowni (stosuje się wartość większą). Zasada ta działa dwustronnie, dotyczy zarówno lokalizacji elektrowni względem istniejących lub planowanych sieci, jak i sytuacji odwrotnej, czyli budowy lub przebudowy sieci w pobliżu elektrowni wiatrowych. Przepisy przewidują również możliwość odstępstwa od tych odległości w szczególnie uzasadnionych przypadkach, pod warunkiem odpowiedniego uzasadnienia przez operatora sieci.

W 2024 r. zainicjowano nowelizację ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw przewidującą m.in. obniżenie minimalnej odległości turbiny wiatrowej od zabudowy mieszkalnej z 700 do 500 metrów. Ustawa została jednak zawetowana przez Prezydenta RP w 2025 r., w związku z czym zmiana ta nie weszła w życie.

Warto podkreślić, że poza ustawą dotyczącą technologii wiatrowej zastosowanie znajdują również inne wymogi odległościowe i ograniczenia związane z potencjalnym kolidowaniem inwestycji z otoczeniem. Obejmują one w szczególności kwestie ochrony ptaków i nietoperzy, normy akustyczne, uwarunkowania związane z infrastrukturą techniczną oraz ograniczenia wynikające z funkcjonowania wojskowych stref powietrznych. Czynniki te są każdorazowo indywidualnie analizowane na etapie przygotowania projektu i postępowań administracyjnych, a ich znaczenie może istotnie wpływać na możliwości lokalizacyjne elektrowni wiatrowych.

Obowiązujący schemat lokalizacji elektrowni wiatrowych ma charakter wieloetapowy i obejmuje równoległe stosowanie przepisów dotyczących planowania przestrzennego, ochrony środowiska oraz procesu budowlanego. Minimalna możliwa odległość 700 metrów od zabudowań nie jest zatem sztywną zasadą, ale stanowi jeden z elementów tego systemu, a możliwość realizacji inwestycji jest uzależniona od spełnienia szeregu wymogów formalnoprawnych oraz uwarunkowań lokalnych.

municipal authorities, Regional Directorates for Environmental Protection, or the voivode, who are required to consider the distance requirements specified in the regulations each time they decide. In practice, this means that compliance with the minimum distances is a prerequisite for the admissibility of such an investment.

Minimum distances between wind power plants and extra-high-voltage power grids have also been specified, depending on the turbine's technical parameters; specifically, the distance must be at least three times the rotor diameter or twice the total height of the power plant (whichever is greater). This rule applies in both directions: it concerns both the location of wind farms relative to existing or planned power grids and the reverse situation, i.e., the construction or reconstruction of power grids near wind farms. The regulations also provide for the possibility of deviating from these distances in particularly justified cases, provided that the grid operator submits adequate justification.

In 2024, an amendment to the Act on Investments in Wind Power Plants and Certain Other Acts was initiated, providing, among other things, for a reduction in the minimum distance between a wind turbine and residential buildings from 700 to 500 meters. However, the draft act was vetoed by the President of Poland in 2025, and therefore this amendment did not enter into force.

It is worth noting that, in addition to the wind energy legislation, other distance requirements and restrictions related to potential conflicts between the project and its surroundings also apply. These include, in particular, issues related to the protection of birds and bats, noise standards, technical infrastructure constraints, and restrictions resulting from the operation of military airspace zones. These factors are analyzed on a case-by-case basis during the project preparation and administrative proceedings, and their significance can significantly impact the siting possibilities for wind power plants.

The current wind farm siting framework is a multi-stage process and involves the parallel application of regulations concerning land-use planning, environmental protection, and the construction process. The minimum possible distance of 700 meters from buildings is therefore not a rigid rule, but rather one element of this system, and the feasibility of the investment depends on meeting a series of formal and legal requirements as well as local conditions.

2 Elementy procesu inwestycyjnego w lądowe farmy wiatrowe

Stan obecny

Inwestycja w lądową farmę wiatrową to skomplikowany, długi i kosztowny proces, który wymaga specjalistycznej wiedzy oraz doświadczenia. Zaprezentowane poniżej kluczowe elementy procesu inwestycyjnego, jak i związane z nim ryzyka dotyczą zarówno farm z pozwoleniem na budowę wydanym przed 20 maja 2016 r., czyli przed wprowadzeniem zasady 10H, jak i farm na wczesnym etapie rozwoju. Te ostatnie, dzięki nowelizacji ustawy odległościowej z 2023 r., spełniając kryterium odległości, ponownie mogą wejść na rynek jako projekty na etapie deweloperskim i stać się, w dającej się określić przyszłości, przedmiotem w pierwszej kolejności rozwoju, a następnie sprzedaży.

W takich okolicznościach istotnymi czynnikami, na które należy zwrócić szczególną uwagę, będą przede wszystkim: właściwa lokalizacja, uzyskanie praw do terenu pod inwestycję, otrzymanie decyzji środowiskowej, zawarcie umowy przyłączeniowej, uzyskanie pozwolenia na budowę elektrowni i otrzymanie warunków przyłączenia do sieci.

Poniżej przedstawiono kluczowe etapy procesu inwestycyjnego dla projektów, które nie będą znajdowały się na tzw. Obszarach Przyspieszonego Rozwoju OZE (dalej jako: OPRO), preferencje, na jakie mogą liczyć projekty, które zostaną zlokalizowane na obszarach OPRO, wybrane elementy procesu oceny ryzyk na etapie inwestycyjnym oraz modele kalkulacji ceny w przypadku transakcji polegającej na sprzedaży udziałów spółki będącej właścicielem farmy wiatrowej (ang. *share deal*).

2.1. Etapy przygotowania i realizacji Inwestycji

Lokalizacja inwestycji

1. Wybór lokalizacji inwestycji pod farmę wiatrową, w tym:

- wstępne analizy miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego oraz strategicznej oceny oddziaływania na środowisko przygotowane przez gminę (dla inwestorów ubiegających się o pozwolenie na budowę po nowelizacji ustawy odległościowej w 2023 roku),
- wstępna analiza możliwości pozyskania gruntów pod farmę i infrastrukturę (zawarcie umów przedwstępnych uprawniających do dysponowania gruntami),
- wstępna analiza uwarunkowań środowiskowych,
- wstępne konsultacje z władzami lokalnymi z uwzględnieniem możliwości ewentualnej modyfikacji lub uchwalenia nowego MPZP.

Elements of the investment process for onshore wind farms

Current status

Investing in an onshore wind farm is a complex, lengthy, and costly process that requires specialized knowledge and experience. The key elements of the investment process presented below, as well as the associated risks, apply to both farms with a building permit issued before May 20, 2016 – that is, before the introduction of the 10H rule – and farms in the early stages of development. The latter, thanks to the 2023 amendment to the Distance Act, by meeting the distance criterion, can re-enter the market as projects in the development stage and, in the foreseeable future, be developed and subsequently sold.

In such circumstances, the key factors requiring particular attention will primarily include appropriate location, securing land rights for the investment, obtaining an environmental decision, concluding a grid connection agreement, obtaining a power plant building permit, and obtaining grid connection conditions.

The key stages of the investment process for projects that will not be located in the so-called Areas of Accelerated Renewable Energy Development (hereinafter: OPRO) are presented below, the preferences available to projects located in OPRO areas, selected elements of the risk assessment process during the investment phase, and pricing models for transactions involving the sale of shares in a company owning a wind farm (share deal).

2.1. Stages of investment preparation and implementation

Investment location

1. Selection of the investment location for a wind farm, including:

- preliminary analysis of MPZPs and the strategic environmental impact assessment prepared by the municipality (for investors applying for a building permit following the amendment of the Distance Act in 2023),
- preliminary analysis of the possibility of acquiring land for the farm and infrastructure (conclusion of preliminary agreements granting the right to use the land),
- preliminary analysis of environmental conditions,
- preliminary consultations with local authorities, considering the possibility of modifying or adopting a new 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.
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 znolizowanej 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.

2. Analysis of the feasibility of constructing a wind farm at the selected location, including:
 - a) preliminary analysis of the feasibility of connecting to the power grid and analysis of cable route planning,
 - b) preliminary analysis of construction conditions and road infrastructure,
 - c) preliminary environmental audit/screening.
3. Obtaining approval for the construction of the wind farm from local authorities.
4. Conducting public consultations and obtaining local community support.
5. Preparing or updating MPZP or obtaining a decision on building conditions (WZ decision).

Feasibility analysis

6. Conducting wind parameter measurements, including:
 - a) obtaining a building permit for a measurement mast (one or more),
 - b) constructing the measurement mast(s) and collecting data for a minimum period of one year.
7. Analysis of wind measurements, multi-variant turbine selection, productivity estimation, and determination of the locations of individual turbine units.
8. Feasibility analysis and analysis of grid connection costs.
9. Development of a preliminary business plan (considering the investor's offer to provide at least 10% of the wind farm's installed capacity to the municipality's residents under the virtual prosumer model for farms applying for a construction permit under the amended Act).

Procedures and formalities

10. Application for grid connection conditions (preparation by the DSO/TSO of an expert assessment of the wind farm's impact on the national power system).
11. Obtaining the right to use the land.
12. Obtaining grid connection conditions.
13. Submission of an application (with the attached Project Information Sheet and details regarding the necessity and scope of the environmental impact assessment) for a decision on environmental conditions to the municipality where the wind farm is to be built.
14. Preparation of a report on the wind farm's environmental impact.
15. The municipality's decision on environmental conditions for the investment (based on decisions issued by the Regional Directorate for Environmental Protection).
16. Selection of an equipment supplier.

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 i zwycięstwa 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).

Realizacja

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

Obszary Przyspieszonego Rozwoju OZE (OPRO)

Przy obecnie obowiązujących wymaganiach prawnych i organizacyjnych realizacja procesu inwestycyjnego zajmuje średnio 5–7 lat. W celu istotnego skrócenia tego okresu Parlament Unii Europejskiej przyjął dyrektywę RED III zobowiązującą państwa członkowskie do wyznaczania specjalnych obszarów, na których procedury administracyjne dla inwestycji w odnawialne źródła energii są znacząco uproszczone i przyspieszone. Do polskiego porządku prawnego mechanizm OPRO został wdrożony Ustawą z 9 października 2025 r. o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz niektórych innych ustaw. Na jej podstawie dodano do ustawy o odnawialnych źródłach energii nowy rozdział regulujący zasady tworzenia i funkcjonowania tych obszarów.

17. Preparing construction drawings to obtain a building permit.
18. Development of a detailed business plan.
19. Obtaining a preliminary license for electricity generation, along with confirmation of the so-called incentive effect.
20. Entering into a preliminary agreement for the sale of electricity and certificates of origin.
21. Concluding a connection agreement with the DSO/TSO.
22. Obtaining a building permit (or permits).

Financing and participation in the auction

23. Obtaining a bank loan commitment 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 and winning the auction may be signing a PPA with a partner having a high credit rating.
26. Change of ownership of the project company (typical entry point for an industry or financial investor) and related transaction procedures (contracting, *due diligence*, risk mitigation, transaction structuring).

Implementation

27. Execution of the construction process.
28. Agreement on cooperation guidelines with the DSO/TSO.
29. Obtaining a power generation license.
30. Obtaining an occupancy permit for the facility.

Areas of Accelerated Renewable Energy Development (OPRO)

Under current legal and organizational requirements, the investment process takes an average of 5–7 years. To significantly shorten this period, the European Parliament adopted the RED III Directive, which requires member states to designate special areas where administrative procedures for investments in renewable energy sources are significantly simplified and accelerated. The OPRO mechanism was implemented into Polish law by the Act of October 9, 2025, amending the Act on the Promotion of Electricity Generation in Offshore Wind Farms and Certain Other Acts. Based on this Act, a new chapter regulating the rules for the creation and operation of these areas was added to the Act on Renewable Energy Sources.

Preferencje proceduralne w Obszarach Przyspieszonego Rozwoju OZE

Obszary Przyspieszonego Rozwoju OZE (OPRO) wprowadzają wyraźne preferencje proceduralne w stosunku do inwestycji realizowanych poza tymi obszarami. Najistotniejszą korzyścią jest znaczne skrócenie czasu trwania procedur administracyjnych. W OPRO całkowity okres wydawania kluczowych decyzji (pozwolenie na budowę, decyzja środowiskowa oraz warunki przyłączenia) nie może przekroczyć 12 miesięcy, podczas gdy poza tymi obszarami termin ten wynosi nawet do 24 miesięcy. Jeszcze większe przyspieszenie dotyczy tzw. repoweringu istniejących instalacji – w przypadku modernizacji instalacji, w wyniku której jej moc wzrasta o 15% lub więcej, czas procedury skraca się do 6 miesięcy, a przy mniejszej skali nawet do 3 miesięcy.

Uproszczenie oceny oddziaływania na środowisko

Największe ułatwienie dotyczy jednak oceny oddziaływania na środowisko. Na terenie OPRO inwestorzy są w większości przypadków zwolnieni z obowiązku uzyskania pełnej decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach oraz przeprowadzenia kompletnej oceny oddziaływania na środowisko. Zastępuje je uproszczona procedura polegająca na zgłoszeniu do Regionalnego Dyrektora Ochrony Środowiska, po której – w przypadku braku sprzeciwu – uzyskuje się milczącą zgodę w terminie 30–45 dni. Dzięki temu ciężar szczegółowych analiz środowiskowych przenoszony jest z poziomu pojedynczej inwestycji na etap strategicznego planowania OPRO, co radykalnie zmniejsza ryzyko opóźnień i kosztów proceduralnych.

Dodatkowe ułatwienia i charakter preferencji

Co więcej, plany OPRO zawierają z góry określone zasady łagodzenia oddziaływań na środowisko (m.in. w zakresie ochrony ptaków, krajobrazu czy poziomu hałasu), co eliminuje konieczność ich indywidualnego negocjowania przy każdej inwestycji. Obszary te korzystają również z priorytetu w planowaniu przestrzennym, gdyż OPRO mogą być wyznaczane wyłącznie na terenach objętych miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego dopuszczającym daną technologię OZE.

W efekcie inwestycje realizowane w OPRO stają się znacznie bardziej przewidywalne i mniej narażone na ryzyka proceduralne niż projekty prowadzone na zwykłych obszarach.

Należy jednak podkreślić, że preferencje OPRO mają charakter czysto proceduralny i nie wpływają bezpośrednio na mechanizmy wsparcia finansowego ani cen energii. Do dnia publikacji niniejszego raportu formalnie nie wyznaczono żadnego obszaru OPRO. Pełne korzyści z tych

Procedural preferences in areas of accelerated RES development

Accelerated Renewable Energy Development Areas (OPRO) introduce clear procedural preferences compared to investments carried out outside these areas. The most significant benefit is a substantial reduction in the duration of administrative procedures. In Accelerated Renewable Energy Development Areas (OPRO), the total period for issuing key decisions (building permit, environmental decision, and connection conditions) cannot exceed 12 months, whereas outside these areas, this period can be as long as 24 months. An even greater acceleration applies to the so-called repowering of existing installations – in the case of modernization resulting in a capacity increase of 15% or more, the procedure is shortened to 6 months, and for smaller-scale projects, even to 3 months.

Simplification of the environmental impact assessment

The greatest simplification, however, concerns the environmental impact assessment. Within the OPRO area, investors are in most cases exempt from the obligation to obtain a full decision on environmental conditions and to conduct a complete environmental impact assessment. This is replaced by a simplified procedure involving a notification to the Regional Director of Environmental Protection, after which – in the absence of objections – tacit consent is granted within 30–45 days. As a result, the burden of detailed environmental analyses is shifted from the level of individual projects to the strategic planning stage of the OPRO, which drastically reduces the risk of delays and procedural costs.

Additional simplifications and the nature of preferences

Furthermore, OPRO plans include predefined rules for mitigating environmental impacts (including regarding bird protection, landscape, and noise levels), which eliminates the need to negotiate them individually for each investment. These areas also benefit from priority in spatial planning, as OPROs may only be designated in areas covered by MPZP that permits the relevant renewable energy technology.

As a result, investments carried out in OPROs become significantly more predictable and less exposed to procedural risks than projects conducted in ordinary areas.

It should be emphasized, however, that OPRO preferences are purely procedural in nature and do not directly affect financial support mechanisms or energy prices. As of the date of publication of this report, no OPRO area has been formally designated. Investors will be able to fully benefit

rozwiązań inwestorzy będą mogli wykorzystać dopiero po uchwaleniu pierwszych planów OPRO przez sejmiki województw, co – według aktualnych przewidywań – powinno nastąpić w 2026 r.

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 (ang. *share deal*) bądź jako wyodrębniony zespół aktywów i zobowiązań bez jednoczesnego nabywania udziału w osobie prawnej do niego uprawnionej (ang. *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. Jej wadą zaś 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 spółki zakres transferowanych ryzyk jest znacznie węższy i poddający się lepszej identyfikacji oraz zabezpieczeniu. W szczególności należy zwrócić uwagę na odpowiedzialność nabywcy za zobowiązania sprzedającego związane z przenoszonym majątkiem.

Podstawową wadą transakcji na prawach do projektu jest ryzyko nieskuteczności przeniesienia praw z umów cywilnoprawnych oraz decyzji administracyjnych uzyskanych przez sprzedającego. Z tego powodu na rynku zdecydowanie dominuje model transakcji *share deal*.

Istotnym elementem przy wyborze formy transakcji jest także zagadnienie dotyczące transferu praw i obowiązków wynikających z wygranej aukcji w przypadku transakcji *asset deal*. Sprzedający, będący zwycięzcą aukcji, może przenieść wynikające z jej wygrania prawa i obowiązki wyłącznie w trybie określonym w art. 83a ustawy OZE, tj. przed zawarciem umowy przenoszącej własność instalacji na jego nabywcę. W tym celu wytwórca przenoszący własność oraz nabywca instalacji występują do Prezesa URE ze stosownym wnioskiem, przedkładając dokumentację określoną we wskazanym powyżej przepisie ustawy OZE.

Kluczowe ryzyka związane z realizacją procesu inwestycyjnego

Projekt wiatrowy może kryć w sobie wady fizyczne, projektowe lub prawne, które mogą mieć znaczny wpływ na cenę, a nawet zablokować transakcję. Dlatego niezwykle ważne jest

from these solutions only after the first OPRO plans are adopted by provincial assemblies, which – according to current projections – should occur in 2026.

2.2. Preparing a wind farm for sale – risk assessment in the purchase process

A wind farm investment project can generally be acquired or sold in two ways: as a special-purpose vehicle (SPV) that owns the infrastructure along with all the rights and obligations necessary for electricity production (*share deal*) or as a separate set of assets and liabilities without simultaneously acquiring a stake in the legal entity entitled to them (*asset deal*).

Each of the two methods indicated above has its advantages and disadvantages, and selecting the optimal form of the transaction depends on many factors. The primary advantage of a share transaction is the certainty that the buyer retains all rights pertaining to the project. Its disadvantage, however, is that the company is transferred “with all rights and obligations,” encompassing all civil and public law rights and obligations, and thus also the associated risks. In the case of acquiring the company’s assets, the scope of transferred risks is significantly narrower and more amenable to identification and mitigation. In particular, attention should be paid to the buyer’s liability for the seller’s obligations related to the transferred assets.

The primary drawback of a transaction involving project rights is the risk that the transfer of rights under civil law contracts and administrative decisions obtained by the seller may be ineffective. For this reason, the *share deal* model clearly dominates the market.

Another key factor in choosing the transaction structure is the issue of transferring the rights and obligations arising from winning the auction in the case of an *asset deal*. The seller, as the winning bidder, may transfer the rights and obligations arising from winning the auction only in the manner specified in Article 83a of the RES Act, i.e., prior to the conclusion of the agreement transferring ownership of the facility to the buyer. To this end, the producer transferring ownership and the purchaser of the installation submit an appropriate application to the President of the Energy Regulatory Office, providing the documentation specified in the aforementioned provision of the RES Act.

Key risks associated with the investment process

A wind project may have physical, design, or legal defects that could significantly impact the price or even block the transaction. Therefore, it is essential to conduct

przeprowadzenie kompletnego, wieloaspektowego badania *due diligence*, które powinno obejmować w szczególności:

- ryzyka techniczne: przeszacowane lub niezetelne założenia co do przewidywanej ilości produkowanej energii, niezetelne pomiary wiatrowe, opóźnienia w realizacji projektu, nieoptymalny layout, kosztochłonne przyłącze, wysoka awaryjność itd.
- 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 itd.
- ryzyka środowiskowe: nieprawidłowe pomiary hałasu i nieuwzględnienie występowania terenów lub gatunków chronionych itd.
- ryzyka prawne: brak wystarczającego zabezpieczenia tytułu prawnego do nieruchomości, wadliwość uzyskanych pozwoleń, brak ostateczności lub wzruszalność decyzji administracyjnych, niezgodność projektu z warunkami zagospodarowania przestrzennego, nienależyte zabezpieczenie interesów kontraktowych itd.
- 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 itd., brak dokumentacji cen transferowych.

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

2.2.1. Perspektywa zbywcy – *vendor due diligence*

Analiza ma przede wszystkim na celu rozpoznanie mocnych i słabych stron oferowanego projektu w stosunku do benchmarków rynkowych. Pozwala to zarządzić częścią zidentyfikowanych zagrożeń przed ich ujawnieniem kontrahentowi i w konsekwencji ułatwić finalizację transakcji.

Z biznesowego punktu widzenia znaczną korzyść, zwłaszcza w procesie negocjacji z wieloma potencjalnymi nabywcami, stanowi wystandaryzowanie procesu i uporządkowanie go poprzez organizację *vendor due diligence* lub/i uruchomienie

a comprehensive, multi-faceted *due diligence* review, which should include, in particular:

- technical risks: overestimated or unreliable assumptions regarding the projected amount of energy produced, unreliable wind measurements, project delays, suboptimal layout, costly grid connection, high failure rates, etc.
- financial and business risks: the applicable support system and its impact on future revenue levels, contingent and off-balance-sheet liabilities, compensation claims, volatility of operating costs, instability of revenue streams, obligations to supply a specified amount of energy, unfavorable terms of land lease agreements, unfavorable agreements with financing institutions, price caps affecting the implementation of PPAs, uncertainty regarding the development of the energy market model, etc.
- environmental risks: incorrect noise measurements and failure to account for the presence of protected areas or species, etc.
- legal risks: insufficient security of legal title to real estate, defects in obtained permits, lack of finality or the possibility of challenging administrative decisions, non-compliance of the project with zoning regulations, inadequate protection of contractual interests, etc.
- tax risks: foreign exchange differences and interest on financing received, thin capitalization, documentation of intangible services provided by related parties, gratuitous benefits, accounting for subsidies received, risk of failing to utilize tax losses, lack of certificates of residence and certificates of no outstanding public-law liabilities, etc., lack of transfer pricing documentation.

Given the multitude of risks mentioned above, the parties to a potential onshore wind farm sale/purchase transaction should conduct a detailed analysis of them as part of the *due diligence* process. The analysis, conducted by both the buyer and the seller, should consider the project's stage of development, as the list of risks for a project in the pre-development phase will differ significantly from those associated with a farm in the operational phase.

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

The primary purpose of the analysis is to identify the strengths and weaknesses of the offered project relative to market benchmarks. This allows for the management of some of the identified risks before they are disclosed to the counterparty and, consequently, facilitates the finalization of the transaction.

From a business perspective, a significant benefit – especially during negotiations with multiple potential buyers – is standardizing the process and streamlining it through the organization of *vendor due diligence* and/or

wirtualnej przestrzeni (ang. *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 nabywcą 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 jest narażony na kluczowe ryzyka lub bariery mogące skutkować odstąpieniem od planowanej inwestycji lub wpłynąć na jej wycenę. Odpowiednie rozpoznanie i wycena ryzyk związanych z inwestycją stwarza na ogół wiele możliwości ich zabezpieczenia, ograniczenia lub odpowiedniego uwzględnienia w procesie negocjacyjnym. Celem zabezpieczenia przed konsekwencjami ryzyk ujawnionych w ramach *due diligence* nabywcy przysługuje szereg środków cywilnoprawnych (np. gwarancje sprzedającego, gwarancje bankowe, poręczenia, polisy, rachunki powiernicze itd.), publicznoprawnych (np. wiążące interpretacje organów podatkowych) i faktycznych (m.in. szczegółowy protokół przejęcia, obniżenie ceny).

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

Kluczową kwestią w przypadku transakcji nabycia udziałów farmy wiatrowej (*share deal*) jest model kalkulacji ceny przyjęty przez strony transakcji. Choć szacunkowa wartość farmy wiatrowej będącej przedmiotem transakcji jest ustalona pomiędzy stronami transakcji już na początkowym etapie (np. w formie złożenia wstępnej oferty przez kupującego i jej akceptacji przez sprzedającego), to precyzyjne ustalenie ceny na dzień transakcji jest materia o wiele bardziej skomplikowaną. W praktyce spotykamy dwie metody ustalenia ceny zakupu udziałów. Pierwszą z nich jest tzw. metoda *Completion Accounts*, a drugą tzw. metoda *Locked box*. Decyzja stron o przyjęciu jednej z nich zapada najczęściej na wstępnych etapach negocjacji. Zazwyczaj strona, która posiada mocniejszą pozycję przetargową, stara się narzucić preferowane przez siebie podejście, które ograniczy ryzyko związane z akceptacją zbyt niskiej (sprzedający) bądź zbyt wysokiej (kupujący) ceny za udziały.

1. Metoda *Completion Accounts*

Koncepcja *Completion Accounts* jest tradycyjnym podejściem stosowanym w umowach sprzedaży udziałów (ang. *Share Purchase Agreement*; SPA) dla celów kalkulacji ostatecznej

the establishment of a virtual data room. Another practical solution is the centralized management of information exchange through a centralized list of questions and answers (*Q&A list*). It is advisable to attach a vendor due diligence report to the investment prospectus presented to potential buyers, provided it is favorable, as well as basic information about the project, such as: location, stage of work along with its schedule, permits and approvals obtained, the model and technical specifications of the planned turbines, expected capacity, productivity, legal 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 first receives information on whether the project is exposed to key risks or barriers that could result in withdrawal from the planned investment or affect its valuation. Proper identification and assessment of investment-related risks generally create many opportunities to hedge against, mitigate, or appropriately account for them in the negotiation process. To protect against the consequences of risks identified during *due diligence*, the buyer has access to a range of civil law remedies (e.g., seller's warranties, bank guarantees, sureties, insurance policies, escrow accounts, etc.), public law remedies (e.g., binding interpretations by tax authorities), and factual remedies (including a detailed takeover protocol, price reduction).

2.3. Price calculation model for the acquisition of shares in a company owning a wind farm

A key issue in a wind farm share acquisition (*share deal*) is the pricing model adopted by the parties to the transaction. Although the estimated value of the wind farm subject of the transaction is agreed upon by the parties at an early stage (e.g., in the form of a preliminary offer by the buyer and its acceptance by the seller), precisely determining the price as of the transaction date is a far more complex matter. In practice, there are two methods for determining the purchase price of shares. The first is the so-called *Completion Accounts* method, and the second is the so-called *Locked Box* method. The parties' decision to adopt one of these methods is usually made during the initial stages of negotiations. Typically, the party with the stronger bargaining position attempts to impose its preferred approach, which will limit the risk associated with accepting a price for the shares that is too low (for the seller) or too high (for the buyer).

1. Completion Accounts method

The *Completion Accounts* concept is a traditional approach used in Share Purchase Agreements (SPAs) to calculate the final purchase price of the shares. The purchase price

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 na podstawie danych szacunkowych sporządzonych na ten dzień (uwzględniających 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 na podstawie szczegółowych danych finansowych na dzień transakcji. Metoda ta wybierana jest często wtedy, 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 (ang. *Locked box date*; LBD) na podstawie zestawu 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 ustalone są na dzień, na który sporządzone zostało ostatnie pełne sprawozdanie finansowe. Czasami jednak dla tego celu sporządzane są specjalne sprawozdania finansowe na inny dzień. Od *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 (ang. *Closing date*), spółka będąca przedmiotem sprzedaży jest cały czas zarządzana przez sprzedającego na rzecz kupującego. Z perspektywy nabywcy kluczowym warunkiem jest, aby w tym okresie podmiot, będąc nadal kontrolowany przez zbywcę, działał wyłącznie w tzw. toku zwykłej działalności (ang. *Ordinary Course of Business*), co powinno zapobiec tzw. wyciekowi wartości (ang. *leakage*) innemu niż uzgodniony przez strony transakcji (ang. *permitted leakage*). W praktyce sprzedający zobowiązuje się w SPA, że nie wystąpi żadna forma wycieku wartości (inna niż „dozwolona”) w okresie do zawarcia transakcji, a także zazwyczaj zgadza się na pewną formę ograniczenia w prowadzeniu działalności do czasu jej ukończenia (np. wymaga zgody kupującego na zawarcie istotnych umów z podmiotami powiązanymi, zakup/sprzedaż kluczowych aktywów, wypłatę dywidendy). Metoda ta wybierana jest najczęściej w przypadku nabycia farm wiatrowych już 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, co ogranicza ryzyko jej zaniżenia.

of the shares specified in the SPA as of the Closing Date – the date of transfer of the risks and benefits arising from the acquisition of ownership of the shares – is initially calculated based on estimates prepared as of that date (considering the market price for the acquired assets and its modification resulting from negotiations between the parties), is adjusted by the difference between the estimates used in this calculation for selected components of the pricing formula (most often cash, working capital, and net debt) and the actual values of these components calculated on the Closing Date. This method is preferred by the buyer because it provides that party with much greater control over the process of precisely calculating the purchase price, which is based on detailed financial data as of the transaction date. This method is often chosen when the subject of the acquisition is a non-operational wind farm. Its disadvantage is that it is very time-consuming and requires final settlement even several months after the formal sale of the shares.

2. Locked-box method

Under the locked-box mechanism, the sale price of the shares is determined by the parties as of a selected date in the past (*the locked-box date*; LBD) based on a set of price components agreed upon for that date, including enterprise value (EV) and specific balance sheet items, such as cash, working capital, and net debt. In practice, it is often assumed that the key price components are determined as of the date on which the most recent full financial statements were prepared. Sometimes, however, special financial statements are prepared for a different date for this purpose. From the *Locked Box Date* (LBD) onward, the economic risks and benefits associated with the operation of the wind farm pass to the buyer. Because the LBD is a date in the past, during the period between the LBD and the date of payment of the price and signing of the SPA (*Closing Date*), the company being sold continues to be managed by the seller on behalf of the buyer. From the buyer's perspective, a key condition is that during this period, the entity – while still controlled by the seller – operates exclusively in the so-called ordinary course of business, which should prevent so-called value leakage other than that agreed upon by the parties to the transaction (permitted leakage). In practice, the seller undertakes in the SPA that no form of value leakage (other than “permitted”) will occur during the period leading up to the closing of the transaction, and also typically agrees to certain restrictions on conducting business until the transaction is completed (e.g., requiring the buyer's consent to enter into material agreements with related parties, the purchase/sale of key assets, or the payment of dividends). This method is most often chosen for the acquisition of wind farms that are already operational. The locked-box method is preferred by the seller. This is because the sale price is set once and remains fixed from that point on, which reduces the risk of it being undervalued.

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,
- kapitał akcyjny oraz pożyczki właścicielskie,
- partnerstwo publiczno-prywatne (PPP),
- zielone obligacje (ang. *green bonds*),
- leasing,
- wykorzystanie ulg podatkowych,
- system dotacyjny na inwestycje w OZE.

Finansowanie zdecydowanej większości projektów odbywa się z udziałem zewnętrznych instytucji finansowych, którymi najczęściej są banki. Dla dostawcy finansowania dłużnego lądowa energetyka wiatrowa jest atrakcyjnym rynkiem, dlatego finansowaniem projektów wiatrowych w coraz większym stopniu zainteresowane są także fundusze inwestujące w dług. Część spółek wykorzystuje również 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 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 istotne znaczenie ma wiarygodność oraz sytuacja finansowa odbiorcy energii. Warunki finansowania projektu są w dużym stopniu uzależnione od stopnia zabezpieczenia struktury przychodów przez zawarte umowy PPA lub wygraną aukcję i udział przychodów z ekspozycją na rynek spot. Im większa ekspozycja rynkowa, tym mniejsza możliwa do uzyskania kwota finansowania ze względu na większe ryzyko utraty płynności w przypadku niekorzystnych zmian cen rynkowych energii.

Jednak coraz częściej możliwe jest również uzyskanie finansowania bez zabezpieczenia struktury przychodów, czyli z pełną ekspozycją na ceny rynkowe. W takiej sytuacji koszt finansowania będzie zazwyczaj wyższy niż w przypadku częściowego zabezpieczenia struktury przychodów. Może to okazać się korzystne, jeżeli inwestor oczekuje, że w najbliższym czasie ceny rynkowe będą atrakcyjniejsze w porównaniu z aktualnymi cenami z aukcji lub

Project financing

3.1. Types of project financing sources

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

- loans granted by the banking sector and international financial institutions,
- share capital and owner loans,
- public-private partnerships (PPPs),
- green bonds,
- leasing,
- use of tax credits,
- subsidy programs for renewable energy investments.

The vast majority of projects are financed with the participation of external financial institutions, most commonly banks. For debt financing providers, onshore wind energy is an attractive market, which is why debt funds are also becoming increasingly interested in financing wind projects. Some companies also utilize intra-group financing through affiliated entities.

Factors determining the ability to secure bank financing for wind projects

Historically, the main condition for obtaining bank financing was winning an auction. In addition, the project also had to meet a number of other requirements, such as the investor's equity contribution, the clarified legal status of the land, the presentation of a financial model, and technical reports. Due to the low popularity of auctions among wind power plants in recent years, banks are increasingly granting loans based on PPA/cPPA. In this case, the credibility and financial situation of the energy consumer are significant. The terms of project financing depend largely on the degree to which the revenue structure is secured by concluded PPAs or a won auction, and the share of revenue exposed to the spot market. The greater the market exposure, the lower the amount of financing that can be obtained due to the higher risk of liquidity loss in the event of unfavorable changes in market energy prices.

However, it is also increasingly possible to obtain financing without securing the revenue structure, i.e., with full exposure to market prices. In such a situation, the cost of financing will typically be higher than in the case of partial hedging of the revenue structure. This may prove advantageous if the investor expects market prices to become more attractive in the near future compared to current auction prices or PPA contracts. At a later date, the investor may hedge revenues

kontraktami 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 potrzeby własne przedsiębiorstw.

W ramach procesu przyznawania finansowania podmioty finansujące niezależnie weryfikują wiarygodność przyjętych przez inwestorów założeń dotyczących cen energii i szacowanych kosztów. Wartość wolumenu produkowanej energii przyjmowana jest zazwyczaj na poziomie prawdopodobieństwa P90, a więc dość ostrożnie¹¹⁰. Ścieżki cenowe porównywane są z projekcjami sporządzanymi przez ekspertów zajmującymi się analizą rynków energii; zazwyczaj do analizy przyjmowana jest ścieżka tzw. niska. Wysokość kosztów oraz nakładów inwestycyjnych porównywana jest do aktualnych warunków rynkowych panujących w sektorze.

3.2. Charakterystyka pasywów

Finansujący są skłonni finansować zazwyczaj 50–80% wartości inwestycji, w zależności od rozkładu ryzyk w projekcie. Jednak przy aktualnym poziomie stóp procentowych oraz sytuacji makroekonomicznej poziom finansowania wynosi zazwyczaj 50–70%, w zależności od atrakcyjności projektu. Jest to mniej niż średni poziom obserwowany na rynku europejskim, który zazwyczaj mieści się w zakresie 70–80%. Na koszty finansowania wpływ mają:

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

Koszt finansowania składa się ze stawki WIBOR oraz marży, która 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 (ang. *interest rate swap*) – takie umowy zawierane są w odniesieniu do części lub całości kwoty udzielonego finansowania. Dodatkowym kosztem jest także prowizja za udzielenie finansowania.

according to the preferred method and then refinance the debt on more favorable terms.

The most common form of project financing is non-recourse project finance, in which the borrower is a special-purpose vehicle (SPV) and the collateral consists of its shares and assets. Recourse financing with recourse to the sponsor is also possible, particularly for projects developed for companies' own use.

As part of the financing approval process, lenders independently verify the reliability of the assumptions made by investors regarding energy prices and estimated costs. The volume of energy produced is typically assumed at the P90 probability level, and thus quite conservatively.¹¹⁰ Price paths are compared with projections prepared by experts analyzing energy markets; typically, the so-called low path is used for analysis. The level of costs and capital expenditures is compared to current market conditions in the sector.

3.2. Characteristics of liabilities

Financiers are typically willing to finance 50–80% of the investment value, depending on the risk profile of the project. However, given current interest rates and the macroeconomic situation, the financing level is typically 50–70%, depending on the project's attractiveness. This is lower than the average level observed in the European market, which typically ranges from 70 to 80%. Financing costs are influenced by:

- the level and duration of energy sales hedging, e.g., in the form of auctions or PPAs/cPPAs,
- the investor's reputation,
- the size of the investment,
- IRS (interest rate swap),
- commission,
- financing period,
- audit rights of financing institutions during the project's operational period.

The cost of financing consists of the WIBOR rate and a margin, which typically ranges from 2% to 3%. During the investment process prior to the wind farm's commissioning, the credit margin is increased, usually by several dozen basis points. Most financial institutions also require the variable WIBOR rate to be hedged at a specific level through the conclusion of an IRS (*interest rate swap*) agreement – such agreements are entered into regarding a portion or the entirety of the financing amount granted. An additional cost is the origination fee for the financing.

¹¹⁰ Renewable Power Generation Costs in 2024, IRENA.

¹¹⁰ Renewable Power Generation Costs in 2024, IRENA.

W trakcie eksploatacji projektu instytucje finansujące monitorują sytuację finansową kredytobiorców. Umowy kredytowe zawierają postanowienia o minimalnych poziomach wskaźników, przede wszystkim wskaźnika pokrycia obsługi długu (ang. *Debt Service Coverage Ratio*; 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. *Debt Service Reserve Fund*; DSRF). 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.

Wzrost stóp procentowych w ostatnich latach zmniejszył zdolność kredytową projektów OZE ze względu na większe obciążenie kosztami zadłużenia. Najczęstszą docelową strukturą kapitału jest udział długu zewnętrznego w przedziale 50–70% wartości projektu. Zwykle źródłem finansowania są kredyty udzielane przez banki komercyjne, choć część podmiotów poszukuje także finansowania u innych inwestorów strategicznych lub finansowych, np. funduszy private equity/debt.

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 krajach¹¹¹. 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.

During the project's operation, financing institutions monitor the borrowers' financial position. Loan agreements contain provisions regarding minimum ratios, primarily the Debt Service Coverage Ratio (DSCR) and the equity-to-total-assets ratio. Along with investment loans, banks often also provide loans to finance VAT and the Debt Service Reserve Fund (DSRF). Subordinated financing is also common, serving as a supplement to bank debt. It allows for an increase in total external financing; however, due to the higher risk borne by the financing institution, it is more expensive than ordinary debt. The margin for such instruments may be higher than that of unsubordinated (so-called senior) debt by as much as several percentage points.

The rise in interest rates in recent years has reduced the creditworthiness of renewable energy projects due to the increased burden of debt costs. The most common target capital structure is for external debt to account for 50–70% of the project's value. Typically, the source of financing is loans granted by commercial banks, although some entities also seek financing from other strategic or financial investors, such as private equity or debt funds.

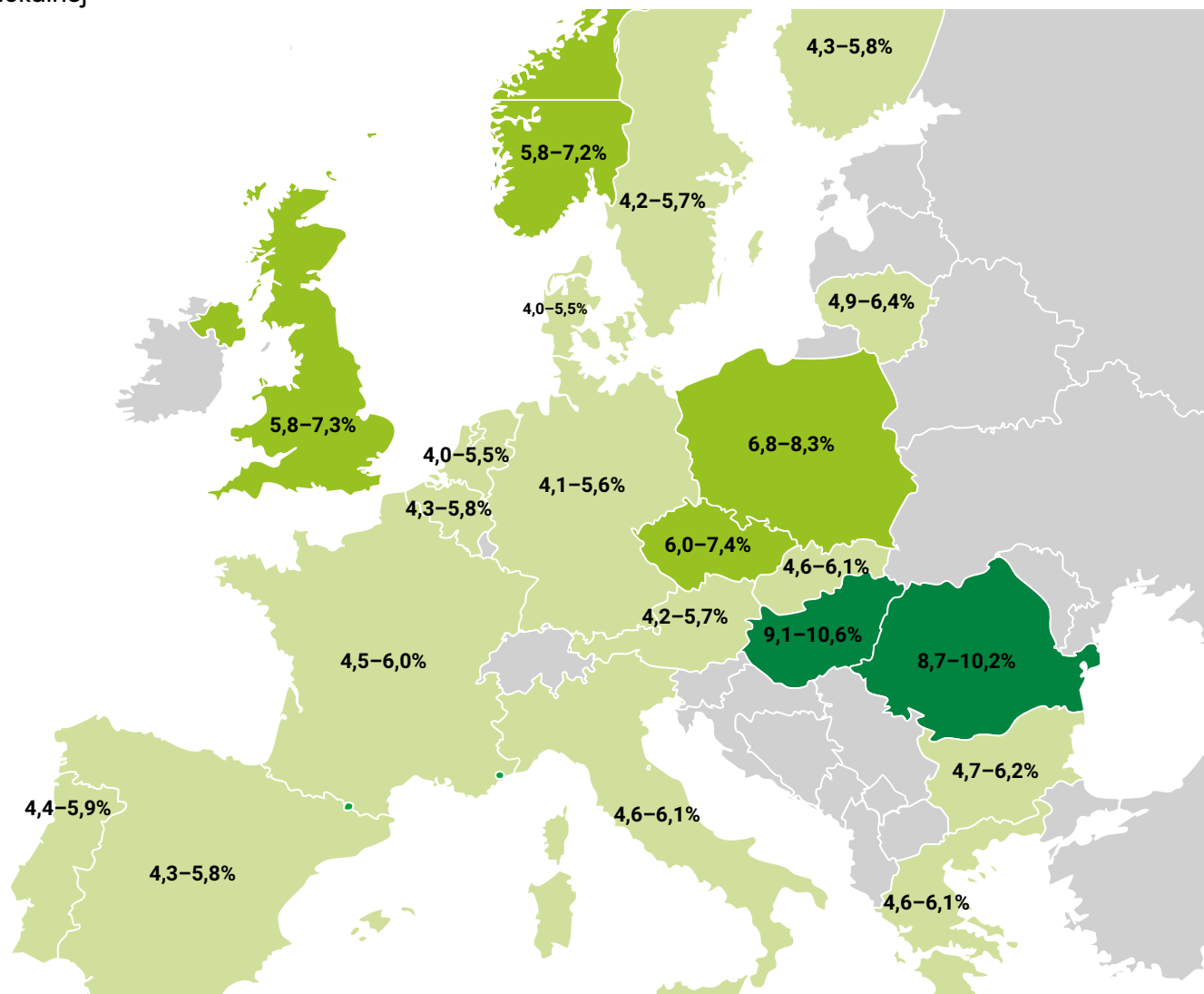
A study conducted by the International Renewable Energy Agency (IRENA) on the financing costs of renewable energy projects indicates that the share of debt in financing onshore renewable energy in Europe is 80% or more. The share of debt in North America is typically lower (35–65%) due to tax incentives encouraging the use of equity, the cost of which is consequently usually lower than in other countries.¹¹¹ The extent of debt financing in Europe is influenced by, among other factors, the size and credit rating of the borrower, the investment risk of the country in question, interest rate levels, the existence, type, and duration of support schemes, and the specific commercial assumptions of the project.

¹¹¹ Na podstawie danych URE.

¹¹¹ Based on data from the Energy Regulatory Office (URE).

Rysunek 1. Średnioważony koszt kapitału (WACC) dla lądowej energetyki wiatrowej dla wybranych państw w Europie, w walucie lokalnej

Figure 1. Weighted average cost of capital (WACC) for onshore wind power in selected European countries, in local currency



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych z Reuters, A. Damodaran.

Source: Prepared by Baker Tilly TPA based on data from Reuters and A. Damodaran.

Mapa ukazuje przeciętny aktualny poziom średnioważonego kosztu kapitału dla lądowych farm wiatrowych w Polsce i innych krajach Europy. Aktualny koszt kapitału dla lądowej energetyki wiatrowej szacujemy na 6,8–8,3% dla Polski oraz 4–6% dla krajów Europy Zachodniej (poza Wielką Brytanią) w zależności od ryzyka specyficznego dla kraju. Na poziom średnioważonego kosztu kapitału dla konkretnego projektu wpływa głównie ryzyko specyficzne, w tym m.in. poziom i charakter zabezpieczenia struktury przychodów, wiarygodność inwestora oraz ryzyko operacyjne.

The map shows the current weighted average cost of capital for onshore wind farms in Poland and other European countries. We estimate the current cost of capital for onshore wind power at 6.8–8.3% for Poland and 4–6% for Western European countries (excluding the United Kingdom), depending on country-specific risk. The weighted average cost of capital for a specific project is primarily influenced by country-specific risks, including the level and nature of revenue stream security, investor credibility, and operational risks.



Wojciech Karłowicz

Head of Energy Sector Team PKO Bank Polski

Rozwój energetyki wiatrowej w Polsce, obok rozbudowy infrastruktury sieciowej, jest istotnym filarem transformacji energetycznej. Banki – w tym PKO Bank Polski – odgrywają ważną rolę nie tylko jako dostawcy finansowania dłużnego czy organizatorzy konsorcjów, ale również jako podmioty kreujące struktury finansowania oraz standaryzujące podejście projektowe.

Dostępność finansowania dla projektów wiatrowych pozostaje wysoka, również w formule project finance, jest jednak selektywna. Banki preferują projekty o stabilnych przepływach pieniężnych, zabezpieczonych poprzez wygrane aukcje OZE lub długoterminowe umowy PPA, które stanowią najważniejszy element oceny zdolności kredytowej. W trakcie prac związanych z przygotowaniem finansowania identyfikujemy szereg innych wyzwań, jak zwiększającą się skalę nierynkowego redysponowania nie tylko w odniesieniu do instalacji PV, ale w coraz większym stopniu dotyczącą lądowej energetyki wiatrowej, zmienność regulacyjną systemów wsparcia, dużą zmienność cen energii elektrycznej czy ograniczenia infrastrukturalne – zwłaszcza możliwości przyłączeniowych. Dla banków istotne znaczenie ma także ryzyko technologiczne i doświadczenie sponsora projektu oraz jego zdolność do zarządzania infrastrukturą w trakcie życia projektów.

Dalszy rozwój sektora zależy od stabilnego otoczenia regulacyjnego, rozwoju infrastruktury sieciowej, dostępności instrumentów wsparcia zabezpieczających przychody oraz włączania lokalnych firm w łańcuch dostaw. Istotną pozostaje także szybka budowa magazynów energii i ich integracja ze źródłami wytwórczymi OZE, co wpłynie na zwiększenie stabilności systemu.

PKO Bank Polski zakłada osiągnięcie około 20% udziału w bankowym finansowaniu transformacji energetycznej, co konsekwentnie umocni jego rolę jako partnera strategicznych inwestycji w Polsce; postrzega to jako jeden z najważniejszych kierunków rozwoju gospodarki. PKO Bank Polski równolegle zwiększa swoje zaangażowanie w finansowanie całego łańcucha dostaw związanego z transformacją energetyczną.

The development of wind energy in Poland, alongside the expansion of grid infrastructure, is a key pillar of the energy transition. Banks – including PKO Bank Polski – play an important role not only as providers of debt financing or organizers of syndicates, but also as entities that create financing structures and standardize project approaches.

The availability of financing for wind projects remains high, including in the form of project finance, but it is selective. Banks prefer projects with stable cash flows, secured through successful renewable energy auctions or long-term PPAs, which constitute the most important element of creditworthiness assessment. During the work related to arranging financing, we identify a number of other challenges, such as the increasing scale of non-market reallocation – not only regarding PV installations but increasingly concerning onshore wind power – regulatory volatility in support schemes, high volatility in electricity prices, and infrastructure constraints – especially connection capacity. Technological risk and the project sponsor's experience, as well as their ability to manage infrastructure throughout the project lifecycle, are also of significant importance to banks.

The sector's further development depends on a stable regulatory environment, the expansion of grid infrastructure, the availability of revenue-guaranteeing support instruments, and the integration of local companies into the supply chain. The rapid construction of energy storage facilities and their integration with renewable energy generation sources also remains crucial, as this will enhance system stability.

PKO Bank Polski aims to achieve a share of approximately 20% in bank financing for the energy transition, which will consistently strengthen its role as a partner in strategic investments in Poland; views this as one of the most important directions for economic development. At the same time, PKO Bank Polski is increasing its involvement in financing the entire supply chain related to the energy transition.

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. 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 zastąpiono systemem aukcyjnym, który w dużym stopniu redukuje niepewność związaną z ryzykiem zmiany cen energii i w konsekwencji przychodów ze sprzedaży.

W aukcji wygrywają podmioty oferujące najniższą cenę za dostarczoną energię aż do wyczerpania puli wolumenu dostępnego w ramach danej aukcji zamawianego przez Prezesa URE. Taki mechanizm powoduje, że mniej efektywni producenci są wypierani przez bardziej efektywnych, przez

Revenue stream projections

The main source of revenue for electricity producers operating wind power plants is revenue from the sale of electricity. For installations commissioned before the end of June 2016, an additional source of revenue is certificates of origin, known as green certificates. Due to certain flaws in this system and the perception that it provided excessive support for renewable energy installations, a decision was made in the mid-2010s to phase it out and replace it with an auction system, which significantly reduces the uncertainty associated with the risk of energy price fluctuations and, consequently, revenue from the sale of electricity.

In the auction, the winning bidders are those offering the lowest price for the energy supplied until the volume available under a given auction, as ordered by the President of the Energy Regulatory Office (URE), is exhausted. This mechanism results in less efficient producers being

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 podrozdziale 2.3.

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/cPPA), muszą sprzedawać wyprodukowaną energię po cenie rynkowej. Mają przez to pełną ekspozycję na zmiany cen energii i charakteryzują się wyższym ryzykiem.

Alternatywą dla aukcji jest zawarcie wspomnianej umowy bilateralnej sprzedaży energii elektrycznej (ang. *Power Purchase Agreement*; PPA/corporate Power Purchase Agreement; cPPA) na pewien okres po ustalonej cenie (lub mechanizmie ustalającym cenę), dzięki której niepewność cenowa zostanie wyeliminowana lub istotnie ograniczona na okres trwania umowy. Obecnie stosowane są zarówno PPA na krótsze, kilkuletnie okresy, które są popularne w sektorze małych i średnich przedsiębiorstw, jak i umowy długoterminowe, nawet na kilkanaście lat. Takie umowy są najczęściej zawierane przez podmioty z branży ICT oraz przemysłu ciężkiego. Umowa PPA/cPPA to pewne zabezpieczenie przed spadkiem cen, jednak producent energii pozbawia się możliwości osiągania większych przychodów w przypadku wzrostów cen. Rezultatem jest jednak zmniejszenie ryzyka projektu i zapewnienie akceptacji banków w kwestii przystąpienia do finansowania.

Instalacje produkujące energię elektryczną w ilości przekraczającej kontrakty długoterminowe (aukcyjne lub prywatne) mogą sprzedawać nadwyżkę po cenach rynku spot lub w ramach giełdowych kontraktów terminowych. Należy dodać, że dla instalacji o mocy równej lub większej od 0,5 MW efektywna cena sprzedaży zostanie pomniejszona o koszty bilansowania handlowego, które zazwyczaj wynoszą 2–3% ceny sprzedaży (dla instalacji poniżej 0,5 MW koszt ten ponosi sprzedawca z urzędu).

4.1. System Zielonych Certyfikatów

Pierwszym filarem wsparcia produkcji dla elektrowni wiatrowych jest system zielonych certyfikatów, który jest obecnie w fazie wygaszania i zakończy się w 2031 r. Ostatnimi instalacjami, którym przysługują zielone certyfikaty, są te oddane do użytkowania do połowy 2016 r. Szacujemy, że obecnie w systemie pozostaje około 4,5 GW mocy ze źródeł wiatrowych. Dla porównania moc instalacji wiatrowych, które wygrały aukcję, wynosi 5,5 GW¹¹². Inwestorzy w ramach

displaced by more efficient ones, meaning that weaker, less economical projects cannot rely on the auction to hedge against price risk. Price risk mitigation works as follows: the sale price set at the auction is adjusted annually by the inflation rate for the previous year, as announced by the President of the Central Statistical Office. Such support is available for a period of 15 years from the start of electricity production from RES, and the contract is settled using the concept of a so-called contract for difference, the details of which are discussed in subsection 2.3.

Projects that were commissioned after 1 July 2016, did not win an auction, and do not utilize alternative methods of securing revenue streams (e.g., under a PPA/cPPA agreement) must sell the energy they produce at market prices. As a result, they are fully exposed to changes in energy prices and are characterized by higher risk.

An alternative to auctions is entering into a bilateral power purchase agreement (PPA) or corporate PPA (cPPA) for a specific period at a fixed price (or price-setting mechanism), which eliminates or significantly reduces price uncertainty for the duration of the agreement. Currently, both PPAs for shorter, multi-year periods – which are popular in the small and medium-sized enterprise sector – and long-term agreements, even spanning over a dozen years, are in use. Such agreements are most commonly entered into by entities in the ICT sector and heavy industry. A PPA/cPPA agreement provides some protection against falling prices, but the energy producer forfeits the opportunity to generate higher revenues in the event of price increases. The result, however, is a reduction in project risk and improves the likelihood of obtaining bank financing.

Facilities generating electricity in excess of long-term contracts (auction-based or private) may sell the surplus at spot market prices or through exchange-traded futures contracts. It should be noted that for facilities with a capacity of 0.5 MW or more, the effective selling price will be reduced by commercial balancing costs charged by the balancing responsible party, which typically amount to 2–3% of the selling price (for facilities below 0.5 MW, this cost is borne by the ex officio seller).

4.1. Green certificate system

The first pillar of support for wind power generation is the green certificate system, which is currently in its phase-out period and will end in 2031. The last installations eligible for green certificates are those commissioned by mid-2016. We estimate that approximately 4.5 GW of wind power capacity currently remains in the system. By comparison, the capacity of wind installations that have won auctions amounts to 5.5 GW.¹¹² Investors bid only a portion of the

¹¹² <https://public.tableau.com/app/profile/windeurope/viz/RE-Sour-cePPAs/PPAsbyCountry> (dostęp: 10.04.2026).

¹¹² <https://public.tableau.com/app/profile/windeurope/viz/RE-Sour-cePPAs/PPAsbyCountry>.

aukcji oferują tylko część oczekiwanej rocznej produkcji. URE nie podaje dokładnych danych, jednak oceniamy, że instalacje wiatrowe mogły zabezpieczyć 40–80% wolumenu rocznej produkcji, co oznaczałoby, że efektywnie zabezpieczona moc instalacji wiatrowych znajduje się w przedziale 2,2–4,4 GW. Należy jednak dodać, że nie wszystkie farmy, które wygrały aukcje, musiały rozpocząć funkcjonowanie w ramach systemu. Część inwestorów, widząc atrakcyjne ceny energii na rynku spot, celowo zrezygnowało z systemu aukcyjnego, tracąc przy tym wpłaconą kaucję i narażając się na kary finansowe.

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) przyznawanych producentom tej energii elektrycznej lub uiszczenie tzw. opłaty zastępczej. Wysokość obowiązku na 2023 r. została zmniejszona do 12%, a następnie do 5% na 2024 r. W 2025 r. wielkość obowiązku wzrosła do 8,5%, a od 2026 r. wynosi 9%. Podmiotami zobowiązanymi do umarzania certyfikatów są:

- duzi odbiorcy przemysłowi ze zużyciem energii elektrycznej co najmniej 100 GWh rocznie,
- przedsiębiorstwa energetyczne,
- 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.

Transakcje sesyjne

W latach 2021–2025 miesięczne średnie ceny zielonych certyfikatów ważone wolumenem zrealizowanych transakcji zawieranych na TGE mieściły się w przedziale 23,2 PLN/MWh – 287,4 PLN/MWh dla transakcji sesyjnych. Cena certyfikatów w transakcjach sesyjnych istotnie wzrosła w 2021 r., kiedy średnio wyniosła 191,9 PLN/MWh w porównaniu z 138,2 PLN/MWh w 2020 r. W 2022 r., pomimo wysokiej zmienności, średnia cena utrzymała się na podobnym poziomie co rok wcześniej. W latach 2023–2024 z powodu zmniejszenia obowiązku umorzeń ceny certyfikatów istotnie spadły – średnia cena w 2024 r. wyniosła jedynie 48,2 PLN/MWh. Pomimo wzrostu obowiązku umorzeń od 2025 r. utrzymująca się nadpodaż certyfikatów spowodowała dalsze spadki cen. Średnia cena w 2025 r. wyniosła 27,1 PLN/MWh, o 44% mniej niż w poprzednim roku. Średnia cena za cały rok (ważona wolumenem) zielonego certyfikatu wyniosła 48,2 PLN/MWh, co stanowi spadek o blisko 70%. W marcu 2026 r. średnia cena utrzymywała się na zbliżonym poziomie i wyniosła 27,8 PLN/MWh. W 2025 r. wolumen transakcji sesyjnych wzrósł do 4,7 TWh i był o 12% wyższy od tego z roku poprzedniego.

expected annual production in the auctions. The Energy Regulatory Office (URE) does not provide exact data, but we estimate that wind installations may have secured 40–80% of the annual production volume, which would mean that the effectively secured capacity of wind installations ranges from 2.2 to 4.4 GW. It should be noted, however, that not all wind farms that won auctions ultimately entered the auction support system. Some investors, seeing attractive energy prices on the spot market, deliberately opted out of the auction system, thereby forfeiting their deposit and exposing themselves to financial penalties.

The green certificate system imposes an obligation on obligated entities to maintain a specified share of energy from renewable sources. This obligation can be fulfilled by submitting the appropriate number of certificates of origin for energy from renewable sources (certificates) issued to producers of such electricity or by paying the so-called substitution fee. The obligation level for 2023 was reduced to 12%, and then to 5% for 2024. In 2025, the obligation level increased to 8.5%, and as of 2026, it stands at 9%. Entities required to redeem certificates include:

- large industrial consumers with an annual electricity consumption of at least 100 GWh,
- energy companies,
- end-users other than industrial consumers – who are also members of the Polish Power Exchange (TGE) or members of a market organized by an entity operating a regulated market in Poland,
- end-users other than industrial users who consumed more than 100 GWh of electricity in the calendar year preceding the year in which this obligation is fulfilled.

Session transactions

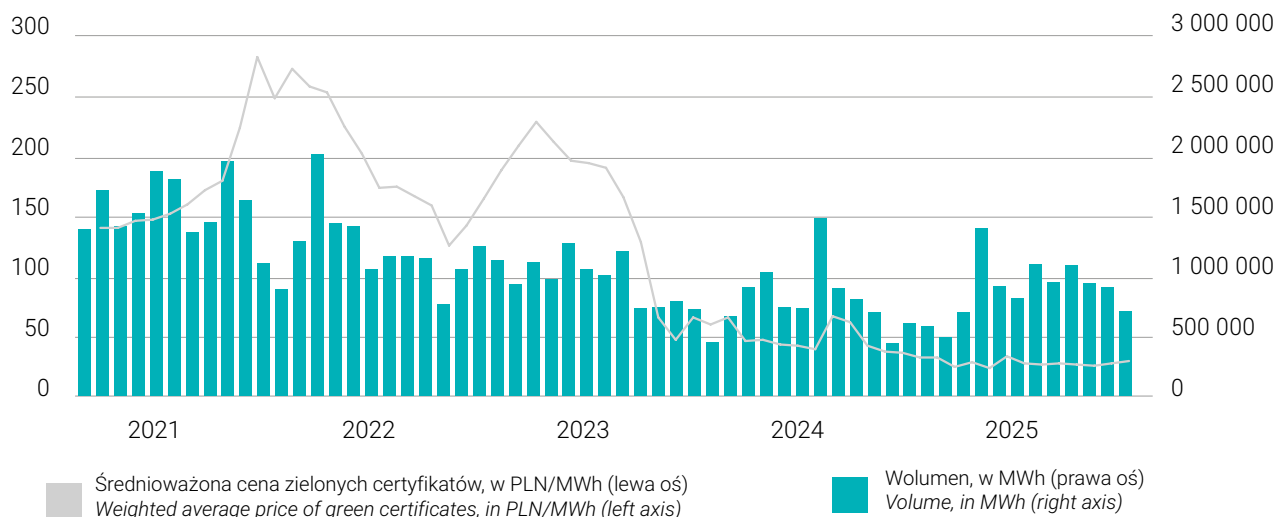
Between 2021 and 2025, the monthly average prices of green certificates, weighted by the volume of transactions executed on the TGE, ranged from PLN 23.2/MWh to PLN 287.4/MWh for session transactions. The price of certificates in session transactions rose significantly in 2021, averaging PLN 191.9/MWh compared to PLN 138.2/MWh in 2020. In 2022, despite high volatility, the average price remained at a similar level to the previous year. In 2023–2024, due to a reduction in the cancellation obligation, certificate prices fell significantly – the average price in 2024 was only PLN 48.2/MWh. Despite an increase in the cancellation obligation starting in 2025, the persistent oversupply of certificates caused prices to fall further. The average price in 2025 was PLN 27.1/MWh, 44% lower than the previous year. The volume-weighted average price of a green certificate for the entire year was PLN 48.2/MWh, representing a decline of nearly 70%. In March 2026, the average price remained at a similar level, at PLN 27.8/MWh. In 2025, the volume of session transactions rose to 4.7 TWh, an increase of 12% compared to the previous year.

Poniższy wykres przedstawia ceny oraz wolumen zielonych certyfikatów (PMOZE_A) w transakcjach sesyjnych w okresie styczeń 2021 r. – marzec 2026 r. w ujęciu miesięcznym.

The chart below presents the prices and volume of green certificates (PMOZE_A) for session transactions for the period January 2021–March 2026 on a monthly basis.

Wykres 1. Notowania cen zielonych certyfikatów w transakcjach sesyjnych na TGE

Chart 1. Quotations of prices of green certificates for session transactions on the PPE



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych TGE.

Source: Baker Tilly TPA analysis based on PPE data.

Transakcje pozasesyjne

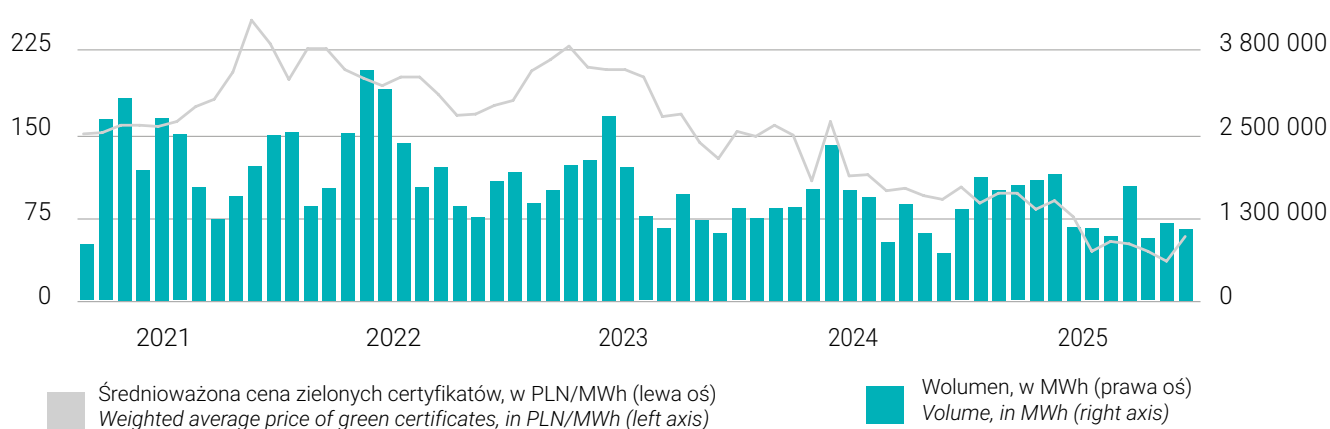
W okresie ostatnich 5 lat miesięczne średnioważone wolumenem ceny zielonych certyfikatów w transakcjach pozasesyjnych mieściły się w przedziale 41,1 PLN/MWh – 207,8 PLN/MWh. Ceny w transakcjach pozasesyjnych charakteryzowały się mniejszą zmiennością niż w transakcjach sesyjnych, co wynika głównie z zawieranych długoterminowych umów na sprzedaż certyfikatów oraz większej głębokości rynku. Od 2021 r. następował stopniowy wzrost średniorocznych cen z 154,6 PLN/MWh w 2021 r. do 184,5 PLN/MWh w 2023 r. Do 2023 r. ceny na obu rynkach były względnie podobne. W 2024 r. nastąpił spadek średnich cen (ważonych wolumenem) dla transakcji pozasesyjnych do poziomu 138,6 PLN/MWh, o 24,9% rok do roku. W 2025 r. spadek cen się pogłębił – średnie ceny wyniosły 85,4 PLN/MWh, o 38% mniej niż w poprzednim roku. W marcu 2026 r. średnia cena wynosiła 59,5 PLN/MWh, ponad dwukrotnie więcej niż cena dla transakcji sesyjnych. Poniższy wykres przedstawia ceny zielonych certyfikatów (PMOZE_A) w transakcjach pozasesyjnych w okresie styczeń 2021 r. – marzec 2026 r. w ujęciu miesięcznym.

Off-session (OTC) transactions

Over the past 5 years, the volume-weighted monthly average prices of green certificates in off-session transactions ranged from PLN 41.1/MWh to PLN 207.8/MWh. Prices in off-session transactions were characterized by lower volatility than in session transactions, which is mainly due to long-term contracts for the sale of certificates and greater market depth. From 2021 onward, there was a gradual increase in average annual prices from PLN 154.6/MWh in 2021 to PLN 184.5/MWh in 2023. By 2023, prices on both markets were relatively similar. In 2024, average prices (volume-weighted) for off-session transactions fell to PLN 138.6/MWh, a 24.9% year-over-year decline. In 2025, the price decline deepened – average prices stood at 85.4 PLN/MWh, 38% lower than the previous year. In March 2026, the average price was PLN 59.5/MWh, more than double the price for session transactions. The chart below shows the prices of green certificates (PMOZE_A) in off-session transactions from January 2021 to March 2026 on a monthly basis.

Wykres 2. Notowania cen zielonych certyfikatów w transakcjach pozasesyjnych na TGE

Chart 2. Quotations of prices of green certificates in OTC transactions on the PPE



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych TGE.

Source: Baker Tilly TPA analysis based on PPE data.

Wolumen transakcji pozasesyjnych w 2025 r. wyniósł 12,0 TWh, o 1,4% mniej niż rok wcześniej.

The volume of OTC transactions in 2025 amounted to 12.0 TWh, 1.4% less than the previous year.

Transakcje pozasesyjne stanowią większość transakcji zawieranych na rynku zielonych certyfikatów. W latach 2021–2025 aż 71,5% transakcji było zawieranych w transakcjach pozasesyjnych.

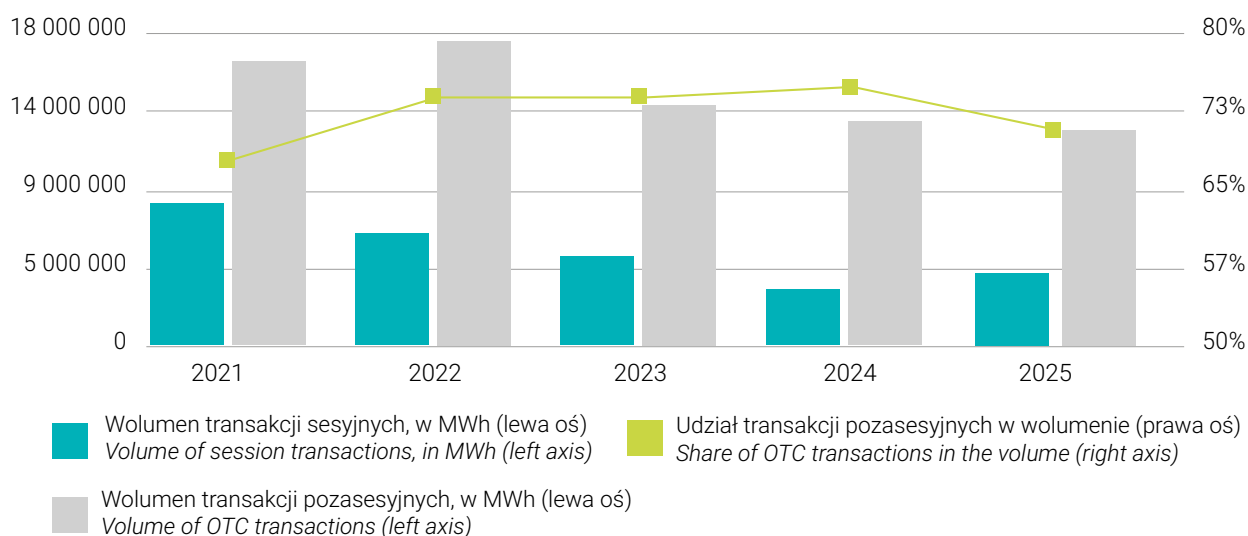
Off-session transactions account for the majority of transactions concluded on the green certificate market. Between 2021 and 2025, as much as 71.5% of transactions were concluded in off-session transactions.

Całkowity wolumen dla transakcji sesyjnych i pozasesyjnych w 2025 r. wyniósł 16,7 TWh, o 2,1% więcej niż rok wcześniej. Do 2024 r. wolumen transakcji sesyjnych systematycznie spadał z 8,3 TWh w 2021 r. do 4,2 TWh w 2024 r. Wzrost wolumenu w 2025 r. do 4,7 TWh wynika prawdopodobnie z utrzymujących się niskich cen certyfikatów dla transakcji sesyjnych. Wolumen dla transakcji pozasesyjnych w 2025 r. wyniósł 12 TWh, podobnie jak w 2024 r.

The total volume of session and off-session transactions in 2025 was 16.7 TWh, 2.1% more than the previous year. By 2024, the volume of session transactions had steadily declined from 8.3 TWh in 2021 to 4.2 TWh in 2024. The increase in volume in 2025 to 4.7 TWh is likely due to persistently low certificate prices for session transactions. The volume of off-session transactions in 2025 was 12 TWh, similar to 2024.

Wykres 3. Wolumen transakcji na rynku zielonych certyfikatów

Chart 3. The volume of transactions on the green certificates market



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych TGE.

Source: Baker Tilly TPA analysis based on PPE data.

Od kilku lat udział transakcji pozasesyjnych w całkowitym wolumenie utrzymuje się w przedziale 70–80%. W tabeli poniżej przedstawione zostały średnioważone wolumenem ceny oraz wolumeny transakcji sesyjnych oraz pozasesyjnych w latach 2021–2025.

For several years, the share of off-session transactions in the total volume has remained in the range of 70–80%. The table below presents volume-weighted average prices and the volumes of session and off-session transactions for the years 2021–2025.

**Tabela 1. Rynek zielonych certyfikatów
2021–2025**

**Table 1. The green certificates market
2021–2025**

Rynek zielonych certyfikatów Green certificate market	2021	2022	2023	2024	2025
Transakcje TGE / PPE transactions					
Średnioważona cena (PLN/MWh) Weighted average price (PLN/MWh)	191,87	191,80	158,18	48,2	27,1
zmiana r./r. / YoY change	38,8%	0,0%	–17,5%	–69,5%	–43,8%
Wolumen (TWh) / Volume (TWh)	8,3	6,5	5,2	4,2	4,7
zmiana r./r. / YoY change	–14,3%	–21,0%	–20,4%	–19,0%	12,0%
Transakcje pozasesyjne / OTC transactions					
Średnioważona cena (PLN/MWh) Weighted average price (PLN/MWh)	154,6	175,6	184,5	138,6	85,4
zmiana r./r. / YoY change	9,3%	13,6%	5,0%	–24,9%	–38,4%
Wolumen (TWh) / Volume (TWh)	16,6	17,8	14,1	12,2	12,0
zmiana r./r. / YoY change	–0,4%	7,1%	–21,0%	–13,4%	–1,4%
Rynek zielonych certyfikatów ogółem / Total green certificate market					
Średnioważona cena (PLN/MWh) Weighted average price (PLN/MWh)	167,0	180,0	177,4	115,3	68,9
zmiana r./r. / YoY change	19,1%	7,8%	–1,4%	–35,0%	–40,2%
Wolumen (TWh) / Volume (TWh)	24,9	24,3	19,3	16,4	16,7
zmiana r./r. / YoY change	–5,5%	–2,2%	–20,9%	–14,9%	2,1%
Udział transakcji zawieranych na TGE Share of transactions concluded on TGE	33,3%	26,9%	27,0%	25,7%	28,2%

Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych TGE.

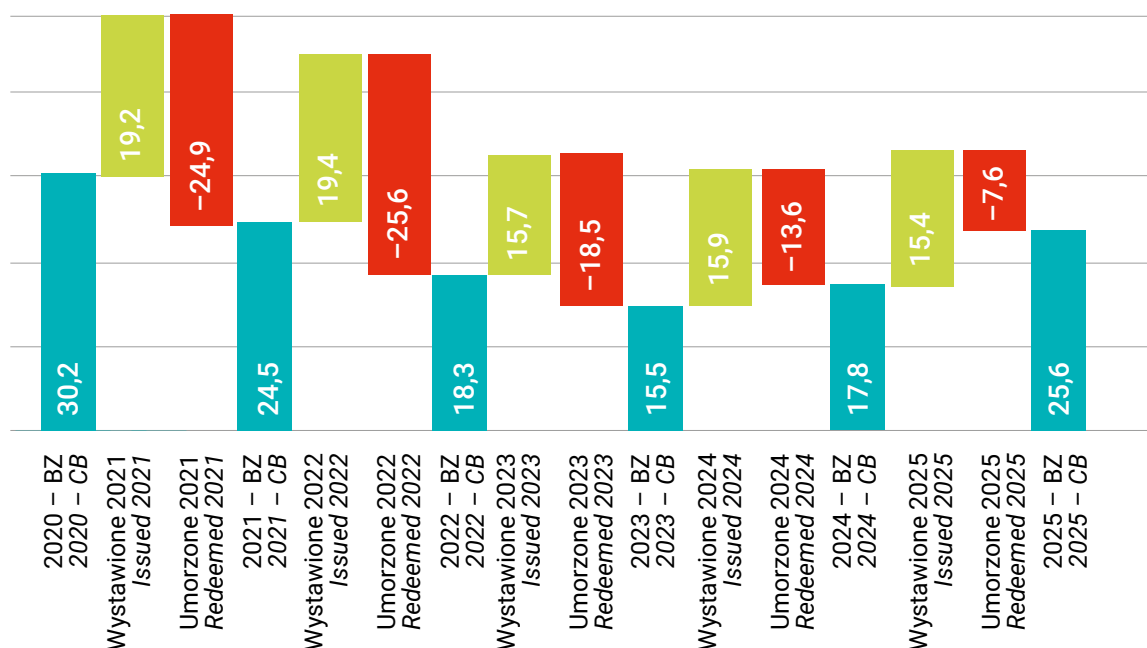
Source: Baker Tilly TPA analysis based on PPE data.

Na ceny certyfikatów w dużym stopniu ma wpływ ich podaż. W 2025 r. wystawiono świadectwa o łącznej wartości 15,4 TWh (w porównaniu z 15,9 TWh w roku poprzednim), a umorzono certyfikaty o wartości 7,6 TWh. W latach 2021–2023 ilość zarejestrowanych zielonych certyfikatów systematycznie spadała. Ze względu na zmniejszenie obowiązku umorzeniowego ilość zarejestrowanych certyfikatów w latach 2024–2025 wzrosła i na koniec 2025 r. wyniosła 25,6 TWh. Należy zaznaczyć, że nominalna nadpodaż certyfikatów w Rejestrze Świadectw Pochodzenia uwzględnia także te certyfikaty, które zostały już zakontraktowane przez zobowiązane podmioty. W rzeczywistości prawdziwa nadpodaż certyfikatów jest mniejsza, a jej dokładna wartość jest trudna do oszacowania.

Certificate prices are largely influenced by their supply. In 2025, certificates corresponding to 15.4 TWh were issued (compared to 15.9 TWh in the previous year), and certificates with a value of 7.6 TWh were retired. Between 2021 and 2023, the number of registered green certificates declined steadily. Due to a reduction in the redemption obligation, the number of registered certificates increased between 2024 and 2025, reaching 25.6 TWh by the end of 2025. It should be noted that the nominal oversupply of certificates in the Register of Certificates of Origin also includes those certificates that have already been contracted by obligated entities. In reality, the actual oversupply of certificates is smaller, and its exact value is difficult to estimate.

Wykres 4. Bilans zielonych certyfikatów w rejestrze świadectw pochodzenia (TWh)

Chart 4. Balance of green certificates in the Register of Certificates of Origin



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych TGE.

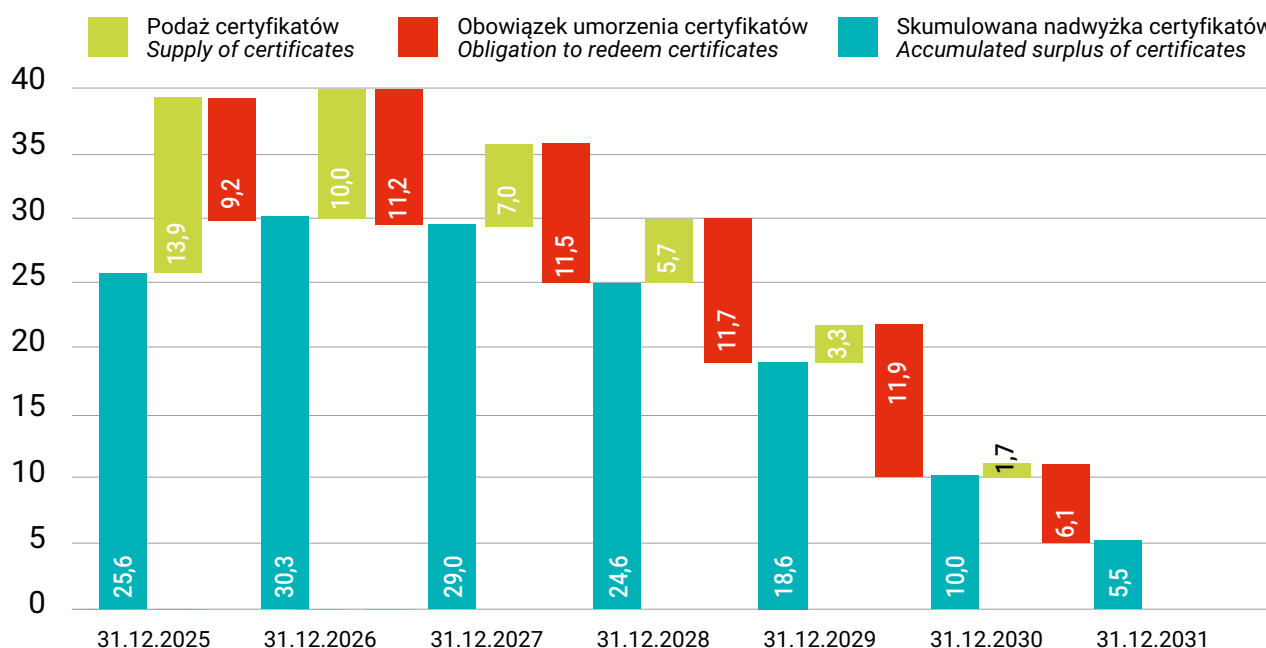
Source: Baker Tilly TPA analysis based on PPE data.

Roczna podaż zielonych certyfikatów w latach 2016–2020 była 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. Szacujemy, że w 2026 r. z systemu wyjdzie około 0,4 GW mocy wiatrowych, a w latach 2027–2028 po około 0,9 GW rocznie. Pomimo stopniowego spadku mocy instalacji korzystających z systemu skokowe obniżenie poziomu obowiązku do 5% w 2024 r. przyczyniło się do zwiększenia nadpodaży certyfikatów. Według naszych szacunków zakładając, że bieżący poziom obowiązku utrzyma się na stałym poziomie 9%, skumulowana nadwyżka zielonych certyfikatów zwiększy się do około 30,3 TWh na koniec 2026 r. Następnie na skutek wychodzenia niektórych jednostek z systemu po upływie 15-letniego okresu wsparcia nadwyżka będzie się stopniowo obniżać i w dniu 30.06.2031 r. będzie wynosić 5,5 TWh.

The annual supply of green certificates in 2016–2020 was relatively stable (no new projects since mid-2016, with changes resulting solely from wind conditions), but over time, additional installations that have been in operation for more than 15 years are being decommissioned from the system. We estimate that approximately 0.4 GW of wind capacity will exit the system in 2026, and approximately 0.9 GW annually in 2027–2028. Despite the gradual decline in the capacity of installations participating in the system, the sudden reduction of the obligation level to 5% in 2024 contributed to an increase in the oversupply of certificates. According to our estimates, assuming that the current obligation level remains constant at 9%, the cumulative surplus of green certificates will increase to approximately 30.3 TWh by the end of 2026. Subsequently, as some units exit the system after the 15-year support period expires, the surplus will gradually decrease and will amount to 5.5 TWh on June 30, 2031.

Wykres 5. Symulacja podaży i popytu* oraz skumulowanej nadwyżki dla zielonych certyfikatów

Chart 5. Simulation of supply and demand* and the 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, URE, and PSE.

* Popyt na zielone certyfikaty został oszacowany na podstawie historycznych danych o umorzeniach zielonych certyfikatów, poziomu obowiązku w danym roku oraz prognozy zapotrzebowania na energię z KPEiK. Poziom obowiązku umorzenia certyfikatów wynosi 8,5% dla całego okresu prognozy.

* Demand for green certificates was estimated based on historical data on green certificate redemptions, the obligation level for a given year, and the energy demand forecast from KPEiK. The certificate redemption obligation level is 9% for the entire forecast period.

Ceny zielonych certyfikatów utrzymują się na rekordowo niskich poziomach. Spadek cen dla transakcji pozasesyjnych był mniej gwałtowny ze względu na długoterminowy charakter umów dwustronnych, na podstawie których są sprzedawane. Prognozowanie cen zielonych certyfikatów jest obciążone dużym ryzykiem błędu, biorąc pod uwagę historyczną zmienność ich notowań oraz ich uzależnienie od czynników regulacyjnych. Nadpodaż certyfikatów nadal pozostaje jednak wysoka i prawdopodobnie utrzyma się na wysokim poziomie w najbliższych kilku latach. W związku z tym nie spodziewamy się powrotu cen do poziomu sprzed kilku lat. Ceny mogą jednak pozostać zmienne, co będzie zależało od aktualnej płynności dostępnej na rynku.

Green certificate prices remain at record lows. The decline in prices for off-session transactions was less steep due to the long-term nature of the bilateral contracts under which they are sold. Forecasting green certificate prices carries a high risk of error, given the historical volatility of their prices and their dependence on regulatory factors. However, the oversupply of certificates remains high and is likely to stay at a high level over the next few years. Therefore, we do not expect prices to return to the levels seen a few years ago. Prices may, however, remain volatile, depending on current market liquidity.

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. 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

4.2. Auction system

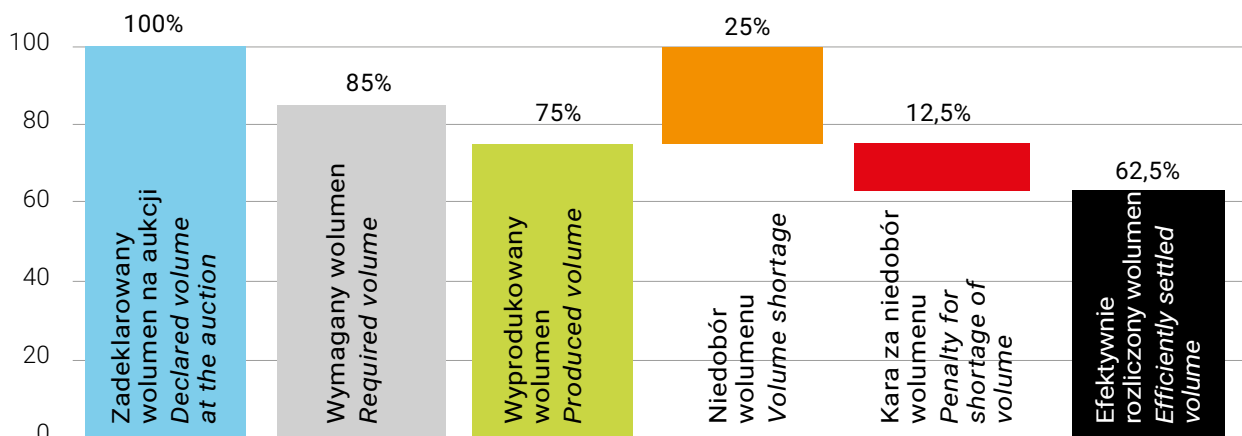
Installations that began generating electricity after July 1, 2016, may participate in the auction system. Projects that began generating electricity before July 1, 2016, may also participate, provided that the total support period does not exceed 15 years, including the period during which green certificates are received. In accordance with the so-called competition enforcement rule, the auction is won by participants offering the lowest price for electricity, whose bids did not exceed 100% of the value or quantity of energy specified in the auction notice and 80% of the total energy covered by all bids. The price obtained as a result of the

ofertami. Uzyskana w wyniku aukcji cena podlega corocznej waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem zmian cen i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego ogłaszany przez Prezesa GUS.

Instalacje w systemie aukcyjnym zazwyczaj sprzedają energię po cenie rynkowej ustalonej na rynku 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 (ang. Contract for Difference; CfD). 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 przeznaczone jest na pokrycie ewentualnych ujemnych sald w przyszłości, a jeżeli po zakończeniu każdego 3-letniego 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 URE nałoży na wytwórcę karę pieniężną w wysokości iloczynu połowy niewyprodukowanego wolumenu energii oraz jej ceny zakupu. Poniższy wykres przedstawia hipotetyczną sytuację w przypadku wyprodukowania mniejszego wolumenu od zadeklarowanego (75% zamiast 85%).

Wykres 6. Schemat rozliczenia wolumenu sprzedaży energii w przypadku niedoboru produkcji



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA.

auction is subject to annual indexation using the average annual consumer price index for goods and services from the previous calendar year, as announced by the President of the Central Statistical Office (GUS).

Installations in the auction system typically sell energy at the market price determined on 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 (OREO) on the basis of contracts for difference (Contract for Difference, CfD). The role of OREO is performed by a sole-shareholder company of the State Treasury – Zarządca Rozliczeń S.A. Settlement applies to the volume of energy sales declared in the auction during monthly settlement periods. If, in a given settlement period, the market price of energy is lower than the indexed auction sale price applicable during that period, a negative balance will arise, which will be covered by OREO within 30 days of the submission of a request. In the opposite situation, a positive balance resulting from a market price higher than the contracted auction price is allocated to cover any future negative balances, and if a positive balance occurs at the end of each 3-year support settlement period, this surplus is returned to OREO.

Producers winning the auction are required to sell 85% of the energy sales volume declared in the auction. This will be settled at the end of every full 3-year calendar period and at the end of the support period. If the generated volume does not reach 85% of the volume declared in the auction, the President of the Energy Regulatory Office (URE) will impose a financial penalty on the producer equal to the product of half the unproduced energy volume and its purchase price. The chart below illustrates a hypothetical scenario in which the generated volume is lower than the declared volume (75% instead of 85%).

Chart 6. Scheme of settling the volume of energy sales in case of production shortage

Source: Baker Tilly TPA analysis.

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 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.

Wytwórca nie może rozliczyć wytworzonej energii w ramach aukcji, kiedy średnioważone ceny z rynku były ujemne przez co najmniej 6 kolejnych godzin dostawy. Takie sytuacje miały już miejsce w kilkunastu dniach w 2025 r., głównie w okresie wiosenno-letnim. Wraz ze wzrostem mocy pogodozależnych OZE takie sytuacje będą prawdopodobnie występować częściej. W takim przypadku źródła OZE, które sprzedały energię po cenach ujemnych, nie mogą jej rozliczyć w ramach systemu aukcyjnego i muszą dopłacać do sprzedawanej energii. Wprowadzona nowelizacja przepisów znosi dotychczasowy sześciogodzinny limit rozliczania ujemnych cen energii, wprowadzając całkowity zakaz rozliczania produkcji w takich okresach. Nowe ograniczenie dotyczy instalacji wygrywających aukcje od 2025 r.

Źródła wytwarzające energię elektryczną z wiatru na lądzie biorą udział w aukcji w jednym koszyku ze źródłami wykorzystującymi energię promieniowania słonecznego. Pierwsze aukcje odbyły się w 2016 r., a w 2025 r. przeprowadzono jedną rundę aukcji (w grudniu). We wszystkich zeszłorocznych aukcjach OZE zaoferowano do sprzedaży łącznie 75,9 TWh energii elektrycznej, z czego sprzedano 16 TWh (21% oferowanego wolumenu). Prawie całość tego wolumenu została sprzedana w ramach aukcji dla onshore i fotowoltaiki powyżej 1 MW (oznaczona jako AZ/7/2025), która skutkowałą zakontraktowaniem łącznie 15,8 TWh, głównie przez instalacje fotowoltaiczne. Dla porównania w 2024 r. ogłoszono aukcje na łącznie około 44,6 TWh i zakontraktowano 16,1 TWh, z czego 15,4 TWh przypadło dużym instalacjom wiatrowym i fotowoltaicznym. Widać, że po kryzysie energetycznym w latach 2022–2023 popularność aukcji wśród inwestorów znowu wzrosła, lecz wolumeny sprzedanej energii nadal pozostają zdecydowanie poniżej poziomów notowanych przed kryzysem.

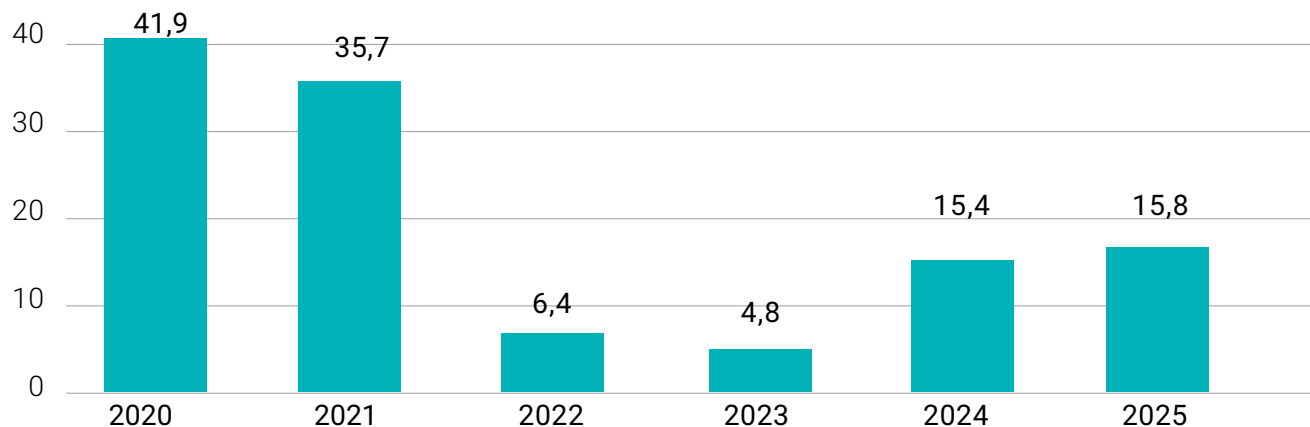
Electricity producers typically sell only a portion of the generated electricity through auctions, depending on their sales strategy. The remainder is sold via PPAs and on the spot market. This allows for flexible management of the sales structure to maximize revenue from energy sales.

If the market price is lower than the auction price, the producer can increase the volume settled through the auction, as the difference between the auction price and the market price will be reimbursed to them in accordance with the auction system's rules. Conversely, when the market price is higher than the auction price, the producer may reduce the volume settled through the auction. This strategy allows for an increase in the effective selling price of electricity.

A generator cannot settle the energy it has generated through auctions when the market's weighted-average prices have been negative for at least six consecutive hours of supply. Such situations have already occurred on more than a dozen days in 2025, mainly during the spring and summer. As the capacity of weather-dependent RES increases, such situations are likely to occur more frequently. In such cases, RES sources that sold energy at negative prices cannot settle it through the auction system and must subsidize the energy they sell. The amendment to the regulations abolishes the previous six-hour limit on settling negative energy prices, introducing a complete ban on settling production during such periods. The new restriction applies to installations winning auctions starting in 2025.

Onshore wind power generation sources participate in the auction in a single basket alongside sources utilizing solar radiation. The first auctions took place in 2016, and a single round of auctions was held in 2025 (in December). In all of last year's renewable energy auctions, a total of 75.9 TWh of electricity was offered for sale, of which 16 TWh (21% of the offered volume) was sold. Nearly the entire volume was sold in the auction for onshore and photovoltaic projects above 1 MW (designated AZ/7/2025), which resulted in a total of 15.8 TWh being contracted, mainly by photovoltaic installations. By comparison, in 2024, auctions were announced for a total of approximately 44.6 TWh, and 16.1 TWh was contracted, of which 15.4 TWh was accounted for by large wind and photovoltaic installations. It is evident that following the energy crisis of 2022–2023, the popularity of auctions among investors has risen again, but the volumes of energy sold remain well below pre-crisis levels.

Wykres 7. 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 7. Total electricity sold (TWh) at RES auctions for 15-year periods – wind and PV above 1 MW

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

W ramach dotychczas przeprowadzonych aukcji (lata 2016–2025) zakontraktowano około 307 TWh energii dla instalacji lądowych. Dla lat 2026–2043 zakontraktowano natomiast 248,7 TWh, z czego prawie całość (95,8%) dotyczy lądowych farm wiatrowych i PV. URE nie podaje, ile z tego wolumenu dotyczy farm wiatrowych, a ile farm PV. Na podstawie informacji o mocy zainstalowanej wytwórców, którzy wygrali aukcje, szacujemy, że udział wiatru może wynosić 55–65% całości wolumenu (zakładając, że udział energii oferowanej w ramach aukcji był podobny dla farm wiatrowych i PV). Dodatkowo w grudniu 2025 r. zakontraktowano 330 TWh dla morskiej energetyki wiatrowej na lata 2032–2057.

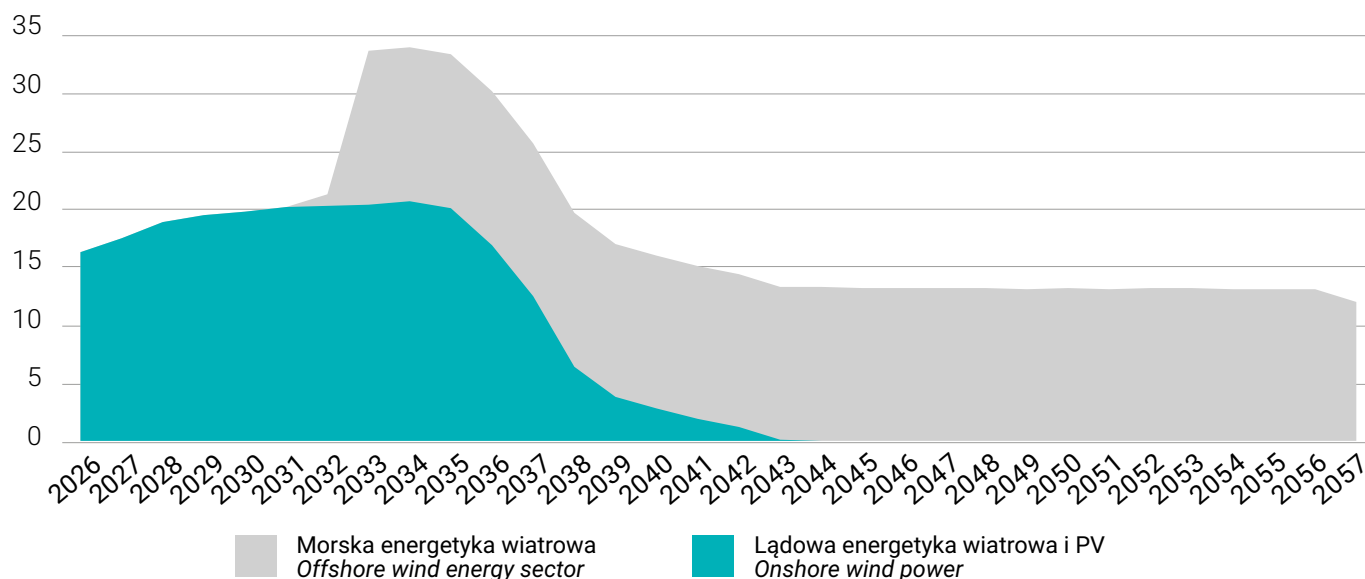
Poniższy wykres przedstawia roczny wolumen zakontraktowany w ramach aukcji w poszczególnych latach. Wolumen roczny dla instalacji lądowych (wiatr i PV) osiąga 20 TWh w następnej dekadzie, co stanowi około 12% aktualnego krajowego zużycia energii. Na wykresie pokazaliśmy także wolumeny dla ostatniej aukcji z grudnia 2025 r. dla morskiej energetyki lądowej (MEW) – około 13 TWh od 2033 r. W ramach systemu aukcyjnego istnieje również możliwość rozliczenia niewyprodukowanej energii, która została ograniczona w ramach nierynkowego redysponowania.

Under the auctions conducted to date (2016–2025), approximately 307 TWh of energy has been contracted for onshore installations. For the years 2026–2043, 248.7 TWh has been contracted, of which nearly all (95.8%) relates to onshore wind and PV farms. The URE does not specify how much of this volume pertains to wind farms and how much to PV farms. Based on information regarding the installed capacity of the generators that won the auctions, we estimate that wind power may account for 55–65% of the total volume (assuming that the share of energy offered in the auctions was similar for wind farms and PV plants). Additionally, in December 2025, 330 TWh was contracted for offshore wind power for the years 2032–2057.

The chart below shows the annual volume contracted through auctions in individual years. The annual volume for onshore installations (wind and PV) reaches 20 TWh in the next decade, which represents approximately 12% of current national energy consumption. The chart also shows the volumes for the latest auction in December 2025 for onshore wind power (OWP) – approximately 13 TWh starting in 2033. Under the auction system, it is also possible to settle unproduced energy that has been curtailed as part of non-market reallocation.

Wykres 8. Wolumen zakontraktowany w ramach aukcji OZE dla lat 2026–2057, TWh

Chart 8. Volume contracted under the RES auction for 2026–2057, TWh



Źródło: Baker Tilly TPA na podstawie danych URE.

Source: Baker Tilly TPA based on URE data.

W najbliższej przyszłości nastąpi reforma systemu aukcyjnego. Akt o przemyśle neutralnym emisyjnie (ang. *Net-Zero Industry Act*; NZIA) wprowadza obowiązkowe kryteria pozacenowe dla aukcji OZE. Zgodnie z NZIA co najmniej 30% rocznego wolumenu aukcji na państwo członkowskie (lub minimum 6 GW rocznie) musi obejmować kryteria jakościowe przy ocenie ofert, których celem będzie promocja europejskiego łańcucha dostaw, zapewnienie korzyści biznesowych w zakresie zielonej transformacji dla przedsiębiorstw z Unii Europejskiej oraz tworzenie zielonych miejsc pracy. Oprócz kryteriów jakościowych nowe regulacje będą również dotyczyły takich kwestii jak indeksacja cen aukcyjnych i unikanie cen ujemnych. Rozporządzenie wykonawcze pozwala państwom członkowskim na adaptację stosowania kryteriów pozacenowych do lokalnych warunków. Wybór kryteriów nie powinien jednak nadmiernie spowalniać wdrażania OZE ani negatywnie wpływać na konkurencyjny charakter procesu przetargowego. Nowe przepisy mogą dotyczyć aukcji przeprowadzanych najwcześniej w 2026 r., jednak implementacja przepisów przez poszczególne państwa członkowskie może się opóźnić.

Trudno ocenić wpływ zmian na rentowność projektów wiatrowych, nie znając szczegółowych rozwiązań, które będą zaimplementowane w polskim prawodawstwie. Ograniczenia w korzystaniu z zagranicznych, często tańszych komponentów, mogą negatywnie wpłynąć na rentowność projektów, ale jednocześnie zmniejszą konkurencję w poszczególnych koszykach aukcyjnych, co może przyczynić się do osiągnięcia wyższych cen. Dla lądowej energetyki wiatrowej wpływ ten będzie jednak prawdopodobnie niewielki, ponieważ znaczna część łańcucha dostaw opiera się na dostawach europejskich.

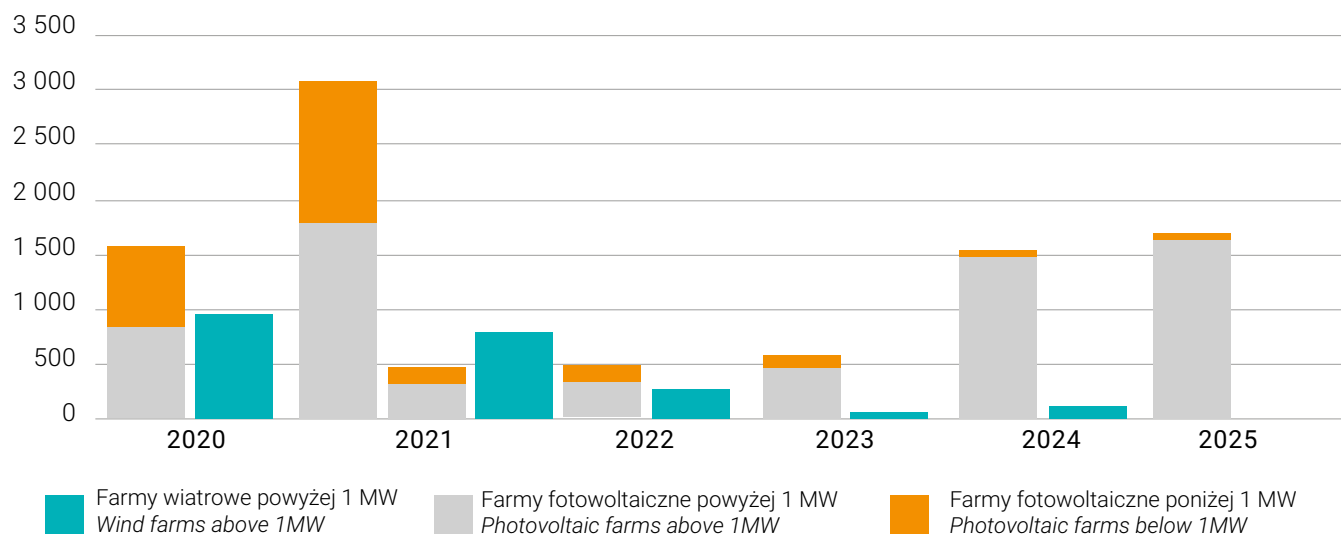
A reform of the auction system is forthcoming. The Net-Zero Industry Act (NZIA) introduces mandatory non-price criteria for RES auctions. Under the NZIA, at least 30% of the annual auction volume per Member State (or a minimum of 6 GW per year) must incorporate quality criteria in the evaluation of bids, aimed at promoting the European supply chain, ensuring business benefits related to the green transition for EU companies, and creating green jobs. In addition to quality criteria, the new regulations will also address issues such as the indexation of auction prices and the avoidance of negative prices. The implementing regulation allows Member States to adapt the application of non-price criteria to local conditions. However, the selection of criteria should not unduly slow down the deployment of renewable energy or negatively impact the competitive nature of the tender process. The new regulations may apply to auctions held as early as 2026, though implementation by individual member states may be delayed.

It is difficult to assess the impact of the changes on the profitability of wind projects without knowing the specific measures that will be implemented in Polish legislation. Restrictions on the use of foreign, often cheaper components, may negatively impact project profitability, but at the same time reduce competition within individual auction baskets, which may contribute to higher prices. For onshore wind energy, however, this impact is likely to be minor, as a significant portion of the supply chain relies on European suppliers.

Moc farm wiatrowych, które mogą powstać na podstawie wygranych aukcji w ostatnich 2 latach, to jedynie 174 MW, z czego 83 MW wygrało aukcję w 2025 r. Jest to związane z wyczerpywaniem się lokalizacji dla nowych farm wiatrowych przy aktualnie funkcjonujących przepisach. W odwrotnej sytuacji są instalacje fotowoltaiczne. Moc farm fotowoltaicznych, które mogą powstać na podstawie wygranych aukcji w 2025 r., wyniosła 1,6 GW w porównaniu z 1,5 GW w 2024 r.

Postęp technologiczny oraz niższe ceny komponentów (głównie chińskich) sprawiły, że koszty inwestycji dla instalacji fotowoltaicznych spadły. W związku z tym instalacjom wiatrowym trudniej skutecznie konkurować z instalacjami PV, znajdując się w jednym koszyku aukcyjnym. Niski udział instalacji wiatrowych, które wygrały aukcje w ostatnich latach, może się zatem utrzymać nawet po poluzowaniu przepisów i odblokowaniu kolejnych projektów. W związku z tym rekomendowane jest rozważanie zmiany struktury koszyków, w szczególności poprzez oddzielenie instalacji wiatrowych oraz fotowoltaicznych i umieszczenie ich w oddzielnych koszykach.

Wykres 9. Moc instalacji wiatrowych i fotowoltaicznych, które mogą powstać na podstawie wygranych aukcji w latach 2020–2025 (MW)



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych URE.

Od początku istnienia aukcyjnego systemu wsparcia aukcje wygrało niecałe 5000 instalacji o łącznej nominalnej mocy 16,1 GW, w tym 5,5 GW dotyczyło 251 instalacji wiatrowych.

Implikowana średnia cena sprzedaży energii na aukcjach powyżej 1 MW dla fotowoltaiki i wiatru w latach 2023–2025 charakteryzowała się tendencją spadkową i wyniosła odpowiednio 325,7 PLN/MWh, 315,6 PLN/MWh oraz 302,9 PLN/MWh. Cena sprzedaży w wygranych ofertach na ostatniej aukcji mieściła się w zakresie 100–320 PLN/MWh dla wiatru oraz 217–330 PLN/MWh dla elektrowni

The capacity of wind farms that may be built based on auctions won in the last two years is only 174 MW, of which 83 MW won the auction in 2025. This is due to the depletion of suitable locations for new wind farms under current regulations. The situation is reversed for photovoltaic installations. The capacity of photovoltaic farms that may be built based on successful bids in 2025 amounted to 1.6 GW, compared to 1.5 GW in 2024.

Technological progress and lower component prices (primarily for Chinese components) have caused investment costs for photovoltaic installations to decline. Consequently, it is more difficult for wind installations to compete effectively with PV installations when they are in the same auction basket. The low share of wind power installations that have won auctions in recent years may therefore persist even after regulations are relaxed and additional projects are approved. Consequently, it is recommended to consider changing the structure of the baskets, in particular by separating wind and photovoltaic installations and placing them in separate baskets.

Chart 9. Capacity of wind and PV farms that can be built based on the auctions won in 2020–2025 (MW)

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

Since the inception of the auction-based support system, just under 5,000 installations with a total nominal capacity of 16.1 GW have won auctions, of which 5.5 GW corresponded to 251 wind installations.

The implied average energy sale price in auctions above 1 MW for solar and wind in 2023–2025 showed a downward trend, amounting to PLN 325.7/MWh, PLN 315.6/MWh, and PLN 302.9/MWh, respectively. The selling price in the winning bids at the most recent auction ranged from PLN 100–320/MWh for wind and PLN 217–330/MWh for

fotowoltaicznych. Podsumowanie rozstrzygniętych aukcji dla energetyki wiatrowej i solarnej powyżej 1 MW dla lat 2021–2025 zostało przedstawione w tabeli i na wykresie poniżej

photovoltaic power plants. A summary of the concluded auctions for wind and solar power above 1 MW for the years 2021–2025 is presented in the table and chart below.

Tabela 2. Wyniki aukcji OZE w latach 2021–2025

Table 2. RES auction results 2021–2025

Aukcje OZE – energetyka wiatrowa i solarna pow. 1 MW RES auctions – wind and solar power above 1 MW	2021	2022	2023	2024	2025
Parametry aukcji w ogłoszeniu URE / Auction parameters in the ERO announcement					
Maksymalna ilość energii elektrycznej (TWh) Maximum amount of electricity (TWh)	52,8	11,3	21,8	21,8	32,3
Maksymalna wartość energii elektrycznej (mln PLN) Maximum value of electricity (PLN million)	15 838	3 600	6 225	6 225	8 900
Implikowana cena energii elektrycznej (PLN/MWh) Implied electricity price (PLN/MWh)	299,78	320,00	286,21	286,21	275,97
Wyniki aukcji / Auction results					
Liczba wszystkich ofert / Total number of offers	200	70	85	174	98
Liczba ofert, które wygrały aukcję The number of bids that won the auction	153	46	67	128	76
Łączna wartość sprzedanej energii elektrycznej (mln PLN) Total value of electricity sold (PLN million)	8 172	1 725	1 551	4 856	4 786
Łączna ilość sprzedanej energii elektrycznej (TWh) Total amount of electricity sold (TWh)	35,7	6,4	4,8	15,4	15,8
Moc zainstalowana zwycięskich projektów (MW) Installed capacity of winning projects (MW)	2 530	582	496	1 572	1 706
Implikowana średnia cena sprzedaży energii elektrycznej (PLN/MWh) Implied average selling price of electricity (PLN/MWh)	228,77	269,50	325,73	315,57	302,90
Minimalna cena sprzedaży energii elektrycznej (PLN/MWh) Minimum selling price of electricity (PLN/MWh)	139,64	150,00	119,00	149,00	100,00
Maksymalna cena sprzedaży energii elektrycznej (PLN/MWh) Maximum selling price of electricity (PLN/MWh)	261,07	320,00	349,69	334,77	329,68
Wykorzystanie budżetu wolumenu (%) Volume budget utilization (%)	67,6	56,9	21,9	70,8	49,0
Wykorzystanie budżetu wartościowego (%) Value budget utilization (%)	51,6	47,9	24,9	78,0	53,8

Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych URE.

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

Od 2018 do 2021 r. średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na aukcjach rosła w tempie 2,0–7,6% rocznie i była na poziomie zbliżonym do średniej ceny na rynku towarowym TGE (TGeBase). Od 2021 r., w związku z kryzysem energetycznym, nastąpił istotny wzrost rynkowych cen energii elektrycznej. W 2022 r. średnia cena rynkowa była ponad 3,5-krotnie wyższa od cen aukcyjnych z lat 2018–2020. Po 2022 r. nastąpił spadek cen rynkowych, jednak nadal utrzymują się one istotnie powyżej cen aukcyjnych.

From 2018 to 2021, the average auction price of electricity grew at a rate of 2.0–7.6% annually and was at a level similar to the average price on the TGE commodity market (TGeBase). Since 2021, due to the energy crisis, there has been a significant increase in market electricity prices. In 2022, the average market price was more than 3.5 times higher than the auction prices from 2018 to 2020. After 2022, market prices declined, but they remain significantly above auction prices.

Od 2022 r. przyspieszył wzrost cen dla aukcji. Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na grudniowej aukcji w 2022 r. (269,5 PLN/MWh) była o 17,8% wyższa od aukcji z poprzedniego roku. W listopadowej aukcji w 2023 r. średnia cena

Since 2022, the rise in auction prices has accelerated. The average electricity sale price at the December 2022 auction (269.5 PLN/MWh) was 17.8% higher than at the previous year's auction. At the November 2023 auction, the average

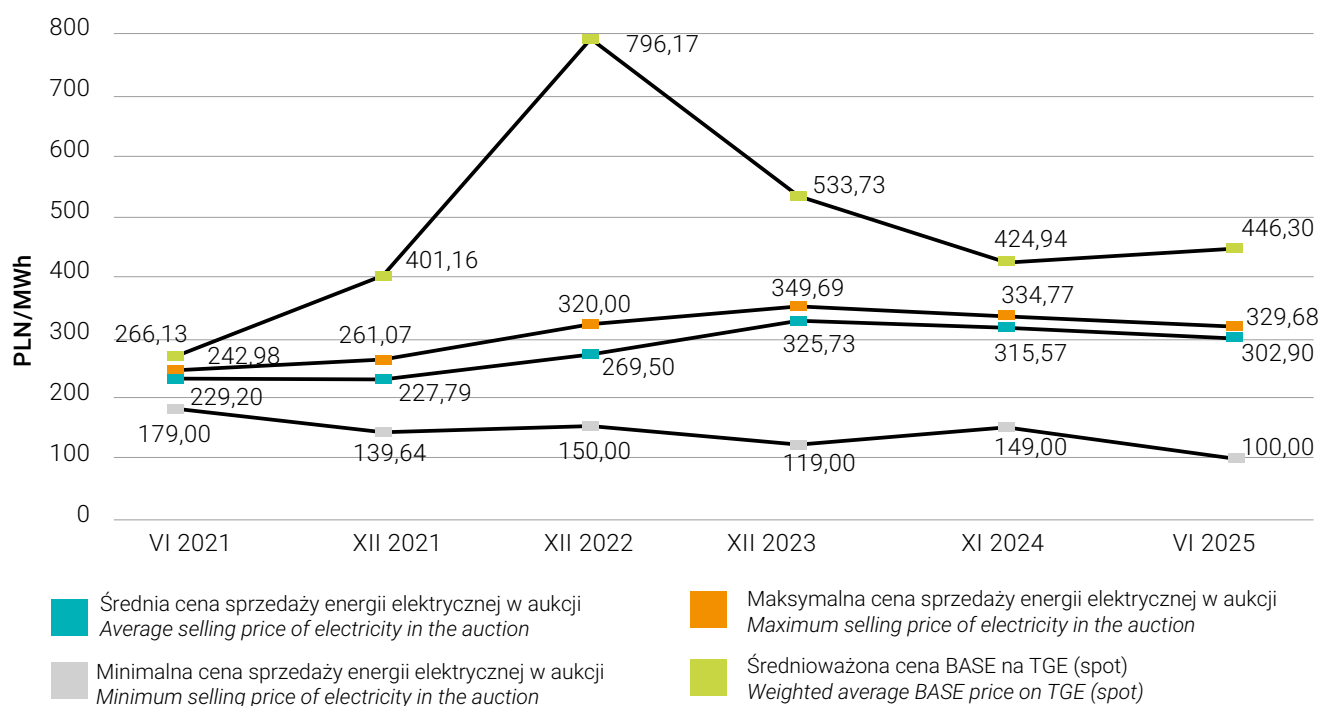
sprzedaży wyniosła 325,7 PLN/MWh (o 20,9% więcej niż w aukcji z 2022 r.). W 2024 r. nastąpił spadek średniej ceny sprzedaży o 3,1% do poziomu 315,6 PLN/MWh. W 2025 r. cena obniżyła się o kolejne 4%, osiągając poziom 302,9 PLN/MWh. Niższe ceny przy względnie stałym poziomie wolumenu sprzedanej energii świadczą o tym, że aktualne ceny są atrakcyjne dla inwestorów, w szczególności dla instalacji fotowoltaicznych, które zdominowały aukcje w ostatnich latach.

Oprócz rosnącej w ostatnim czasie przewagi PV nad onshore w koszyku aukcyjnym (spowodowanej głównie wyczerpującymi się możliwościami inwestycji w wiatr) warto zauważyć, że średnie ceny dla wygranych aukcji utrzymują się poniżej cen rynkowych. Wynika to z tego, że cena aukcyjna jest co roku indeksowana wskaźnikiem inflacji, podczas gdy prognozuje się, że realne rynkowe ceny energii elektrycznej w najbliższych kilkunastu latach będą spadać. Dodatkowym czynnikiem jest tzw. koszt profilu – efektywna cena uzyskiwana przez instalacje OZE jest zazwyczaj niższa od średniej rynkowej ceny, w szczególności w przypadku instalacji fotowoltaicznych.

selling price was PLN 325.7/MWh (20.9% higher than in the 2022 auction). In 2024, the average selling price fell by 3.1% to PLN 315.6/MWh. In 2025, the price fell by another 4%, reaching PLN 302.9/MWh. Lower prices coupled with a relatively stable volume of energy sold indicate that current prices are attractive to investors, particularly for photovoltaic installations, which have dominated auctions in recent years.

In addition to the recent growing dominance of PV over onshore wind in the auction mix (mainly due to dwindling investment opportunities in wind), it is worth noting that average prices for winning bids remain below market prices. This is because the auction price is indexed annually to the inflation rate, while real market electricity prices are projected to decline over the next dozen or so years. An additional factor is the so-called profile cost – the effective price achieved by renewable energy installations is typically lower than the average market price, particularly in the case of photovoltaic installations.

Wykres 10. Zakres cen w ofertach aukcji OZE w latach 2021–2025 (PLN/MWh)



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych URE.

Chart 10. Price range in the tender offers in the RES auction 2021–2025 (PLN/MWh)

Source: Baker Tilly TPA analysis based on data from the Energy Regulatory Office (URE).

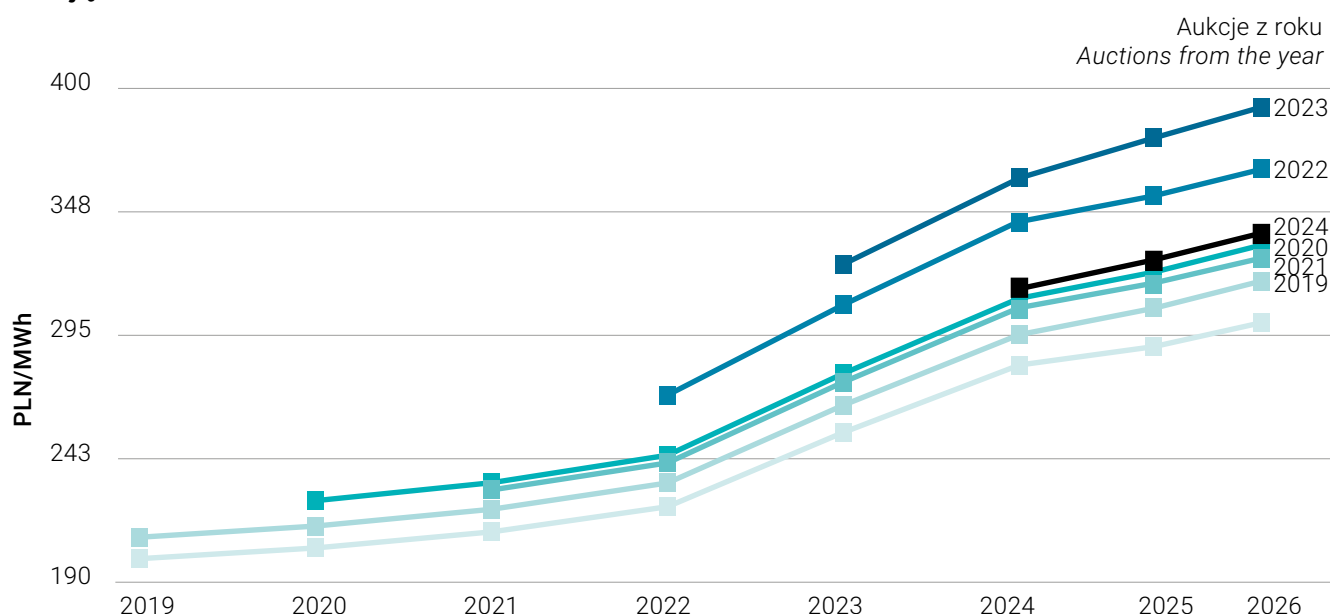
Sprawdziliśmy również, jak wyglądają dzisiaj ceny z aukcji z poprzednich lat przy uwzględnieniu indeksacji o wskaźnik inflacji CPI publikowany przez GUS. Pozwala to na porównanie cen dla aukcji, które były organizowane w różnych latach. Poniższy wykres przedstawia średnie ceny sprzedaży energii dla aukcji organizowanych w latach 2018–2025 dla instalacji energetyki wiatrowej oraz fotowoltaicznych powyżej 1 MW waloryzowane inflacją. Przyspie-

We also examined current prices from auctions held in previous years, adjusted for the CPI inflation rate published by the Central Statistical Office (GUS). This allows for a comparison of prices across auctions held in different years. The chart below shows the average energy sale prices for auctions held between 2018 and 2025 for wind and solar power installations above 1 MW, adjusted for inflation. The acceleration in price growth in 2023–2024 results from

Lądowa energetyka wiatrowa. Uwarunkowania i perspektywy biznesowe

szenie wzrostu cen w latach 2023–2024 wynika z wysokiej inflacji w latach 2022–2023 (ceny są indeksowane wskaźnikiem z poprzedniego roku). Porównując wartości w cenach z 2026 r., największe ceny występują dla aukcji z lat 2022–2023, odpowiednio 368,6 i 389,5 PLN/MWh. Jednak lata te charakteryzowały się niewielkim wolumenem. Aukcja z 2018 r. charakteryzuje się natomiast najniższą ceną na poziomie 303,1 PLN/MWh. Dla aukcji z 2025 r. średnia cena wyniosła 313,8 PLN/MWh w cenach z 2026 r. Średnie ceny indeksowane inflacją dla instalacji wiatrowych, które wygrywały aukcje głównie w latach 2018–2021, mieszczą się w zakresie 300–330 PLN/MWh.

Wykres 11. Średnie ceny sprzedaży energii dla aukcji organizowanych w latach 2018–2026 dla instalacji energetyki wiatrowej oraz fotowoltaicznych powyżej 1 MW waloryzowane inflacją



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych URE i GUS.

* Każda linia przedstawia aukcje dla jednego roku.

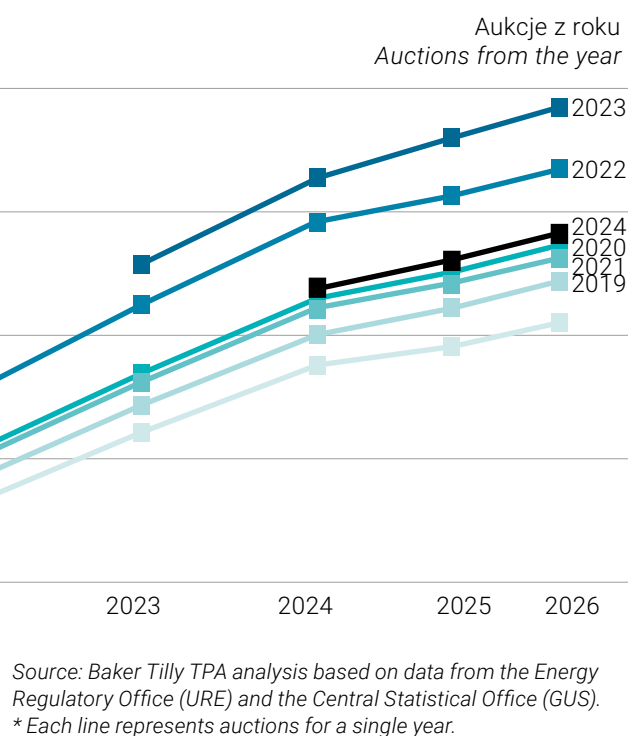
Szacujemy, że od początku istnienia systemu aukcyjnego duże instalacje wiatrowe i fotowoltaiczne, które wygrały aukcje, sprzedały w ramach systemu aukcyjnego około 2/3 rocznej produkcji energii. Na początku istnienia systemu udział energii sprzedanej w ramach aukcji wynosił nawet do 80% oczekiwanej rocznej produkcji. W aukcjach z grudnia 2021 i 2022 r. udział ten istotnie spadł do około 40%, a następnie wzrósł do około 60% w latach 2023–2025. Strategia zabezpieczania przychodów ewoluowała ze strategii opartej głównie na aukcjach OZE do bardziej zdywersyfikowanej, wykorzystującej m.in. umowy PPA lub z większą ekspozycją na ceny rynkowe.

Podsumowując, wdrożenie systemu aukcyjnego należy ocenić pozytywnie w stosunku do rozwiązania bazującego na zielonych certyfikatach. Przede wszystkim eliminuje on

Onshore wind energy. Business conditions and prospects

high inflation in 2022–2023 (prices are indexed using the previous year's rate). When comparing values in 2026 prices, the highest prices are found for the 2022–2023 auctions, at 368.6 and 389.5 PLN/MWh, respectively. However, these years were characterized by low volumes. The 2018 auction, on the other hand, had the lowest price at 303.1 PLN/MWh. For the 2025 auction, the average price was PLN 313.8/MWh in 2026 prices. Inflation-indexed average prices for wind power plants, which won auctions mainly in 2018–2021, range from PLN 300 to 330/MWh.

Chart 11. Average energy sales prices for auctions held in 2018–2026 for wind and photovoltaic installations above 1 MW, adjusted for inflation



Source: Baker Tilly TPA analysis based on data from the Energy Regulatory Office (URE) and the Central Statistical Office (GUS).

* Each line represents auctions for a single year.

We estimate that since the auction system's inception, large wind and solar power plants that won auctions have sold approximately two-thirds of their annual energy production through the auction system. At the start of the system, the share of energy sold through auctions reached as high as 80% of expected annual production. In the December 2021 and 2022 auctions, this share dropped significantly to about 40%, and then rose to about 60% in 2023–2025. The revenue hedging strategy has evolved from one based primarily on renewable energy auctions to a more diversified approach, utilizing, among other things, PPAs or greater exposure to market prices.

In summary, the implementation of the auction system should be viewed more favorably than a system based on green certificates. Above all, it eliminates uncertainty for

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 rywalizują między sobą ich ceną oraz potencjalną produktywnością.

W najbliższym czasie uwaga rynku będzie zwrócona na proponowane zmiany w organizacji aukcji, w tym uwzględnienie kryteriów jakościowych, takich jak ograniczenie dostawców spoza Europy lub spełnienie innych wymagań np. dotyczących cyberbezpieczeństwa. Dokładniejsze określenie wpływu tych zmian na rynek będzie jednak możliwe dopiero po poznaniu sposobu implementacji regulacji europejskich na rynek krajowy.

4.3. Kontrakty PPA, cPPA

Alternatywnym do aukcji sposobem zabezpieczenia przychodów ze sprzedaży energii jest umowa PPA/cPPA. Stroną umowy jest firma odbierająca energię (ang. *corporate PPA*) lub przedsiębiorstwo energetyczne, które pośredniczy w sprzedaży energii. Umowy PPA mogą być używane oddzielnie lub w połączeniu z aukcją oraz ekspozycją na ceny rynkowe. Inwestor może dowolnie kształtować poziom oraz tenor (tenor tylko w przypadku umów PPA/cPPA) zabezpieczenia wolumenu w ramach aukcji oraz umów PPA, co pozwala na większą elastyczność w kształtowaniu ekspozycji na ceny rynkowe w zależności od pożądanego poziomu ryzyka. Na ogół zawiera się umowy na okres od kilku do 10 lat, jakkolwiek zdarzają się umowy na dłuższy czas. Pojawiają się też podmioty zawierające umowy na bardzo krótki okres nieprzekraczający 2 lat.

Rynek PPA w Europie

Zgodnie z danymi Pexapark w 2025 r. zakontraktowano 13,1 GW mocy w ramach umów PPA w Europie, o 2,1 GW mniej niż rok wcześniej. Za spadek mocy odpowiadają mniejsze zamówienia ze strony firm. Mniejsze wolumeny transakcji wynikają ze spadków cen energii dla instalacji wiatrowych i fotowoltaicznych (ang. *capture price*) oraz coraz częściej występujących godzin z cenami ujemnymi. W związku z tym oczekiwania cenowe kupujących obniżają się, natomiast spadek oczekiwań cenowych sprzedających jest ograniczany przez poziom LCOE dla konkretnej instalacji.

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.

investors regarding the level of support (the sale price is known or can be estimated with a high degree of certainty, considering inflation projections, unlike the sale price of green certificates and the market price of black energy) and does not result in excessive support for the system (the most efficient projects are selected). Investors' drive to achieve the highest possible project efficiency also positively translates into increased competitiveness and innovation among turbine manufacturers, who compete with one another on price and potential productivity.

In the near future, market attention will focus on proposed changes to the auction structure, including the incorporation of quality criteria such as limiting suppliers from outside Europe or meeting other requirements, e.g., regarding cybersecurity. However, a more precise assessment of the impact of these changes on the market will only be possible once the method of implementing European regulations into the domestic market is known.

4.3. PPA and cPPA Contracts

An alternative to auctions for securing revenue from energy sales is a PPA/cPPA agreement. The party to the agreement is the energy-consuming company (corporate PPA) or an energy company acting as an intermediary in energy sales. PPAs can be used separately or in combination with auctions and exposure to market prices. The investor can freely determine the level and tenor (tenor only in the case of PPA/cPPA agreements) of volume hedging within the framework of auctions and PPA agreements, which allows for greater flexibility in shaping exposure to market prices depending on the desired level of risk. Generally, contracts are concluded for a period ranging from a few years to 10 years, although longer-term contracts do occur. There are also entities entering into contracts for very short periods not exceeding 2 years.

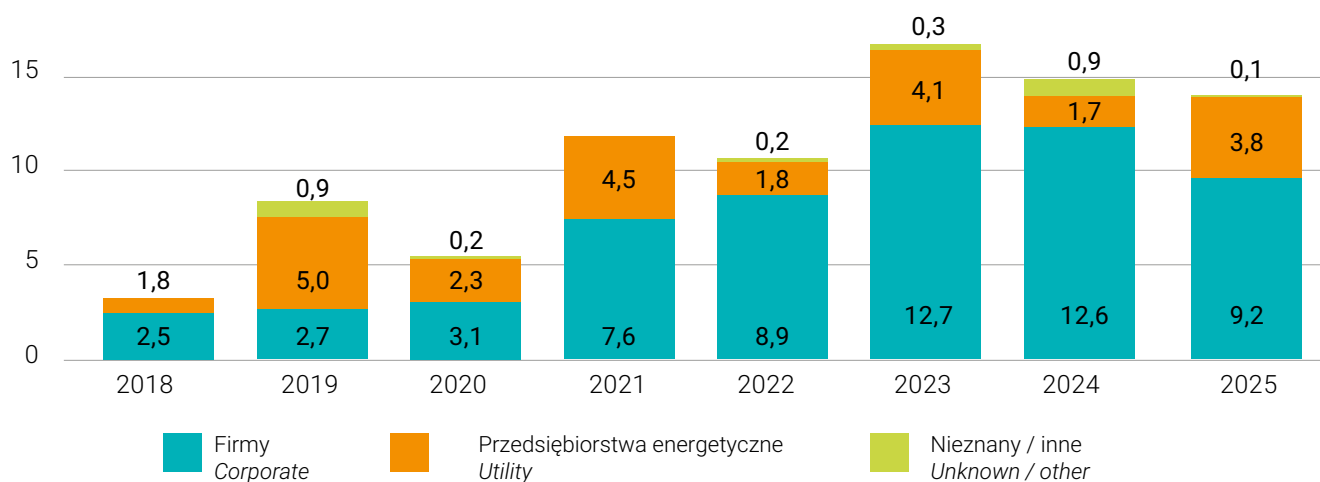
The PPA market in Europe

According to Pexapark data, 13.1 GW of capacity was contracted under PPAs in Europe in 2025, 2.1 GW less than the previous year. The decline in contracted capacity was due to lower corporate demand. Lower transaction volumes result from declines in energy prices for wind and solar installations (capture price) and the increasing frequency of hours with negative prices. Consequently, buyers' price expectations are falling, while the decline in sellers' price expectations is limited by the LCOE level for a specific installation.

It should be noted that not all entities entering into cPPA agreements disclose their details to the public. Consequently, the presented installed capacity and energy sold under cPPA agreements may be underestimated.

Wykres 12. Transakcje PPA w Europie według ujawnionej zakontraktowanej mocy i liczby transakcji, 2018–2025 (GW)

Chart 12. European PPA deal flow by disclosed contracted capacity, 2018–2025 (GW)



Źródło: Baker Tilly TPA na podstawie Renewables Market Outlook 2026, Pexapark.

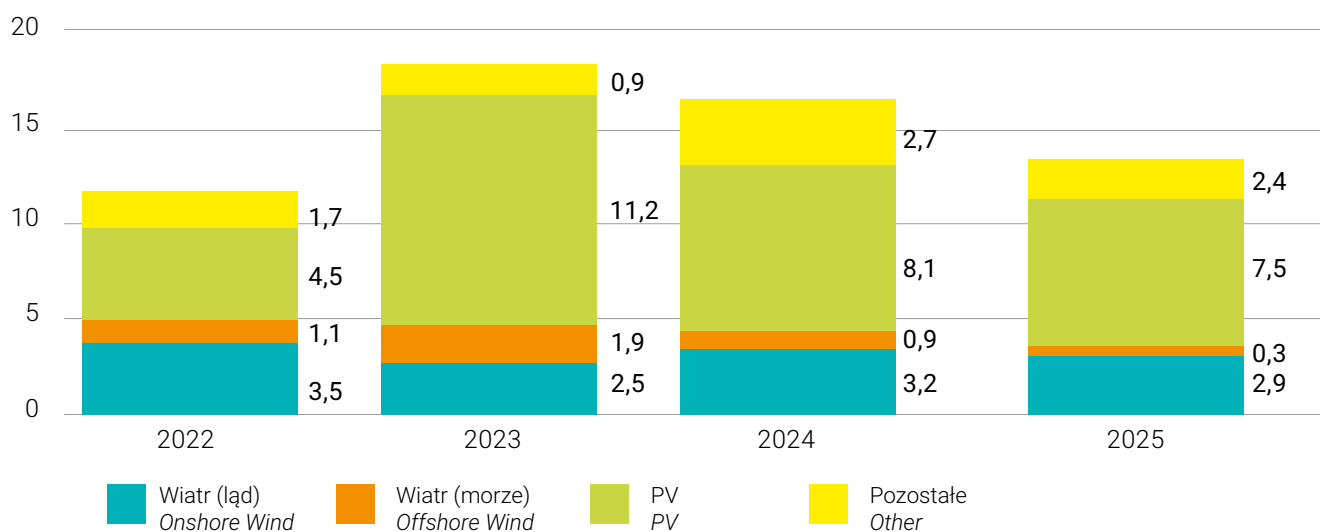
Source: Baker Tilly TPA based on Renewables Market Outlook 2026, Pexapark.

W Europie najbardziej popularne były PPA dla instalacji PV, dla których zakontraktowana moc wyniosła 7,5 GW w 2025 r. w porównaniu z 8,1 GW rok wcześniej. Moc dla lądowej energetyki wiatrowej spadła z 3,2 GW w 2024 r. do 2,9 GW w 2025 r. Na poniższym wykresie kategoria „pozostałe” uwzględnia głównie miks fotowoltaiki i wiatru, jak i pozostałe technologie, np. elektrownie wodne

In Europe, PPAs for PV installations were the most popular, with contracted capacity reaching 7.5 GW in 2025, compared to 8.1 GW the previous year. Capacity for onshore wind power fell from 3.2 GW in 2024 to 2.9 GW in 2025. In the chart below, the “other” category mainly includes a mix of solar and wind, as well as other technologies, such as hydro-electric power plants.

Wykres 13. Transakcje PPA w Europie według technologii, 2022–2025 (MW)

Chart 13. Evolution of PPA technologies by volume, 2022–2025 (MW)



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych TGE.

Source: Baker Tilly TPA based on Renewables Market Outlook 2026, Pexapark.

Rynek PPA w Polsce

W początkowej fazie rozwoju rynku cPPA w Polsce (lata 2018–2021) większość umów dotyczyła sprzedaży zielonej energii wyprodukowanej przez lądowe farmy wiatrowe. Od 2022 r. wzrosła popularność elektrowni fotowoltaicznych. W ostatnim czasie szczególną popularnością cieszą się umowy cPPA z kombinacją energetyki wiatrowej oraz słonecznej. Platforma RE-Source wskazuje, że aktualna moc zainstalowana instalacji OZE objętych umowami cPPA w Polsce wynosi 2,9 GW, z czego 0,7 GW dotyczy elektrowni wiatrowych, 1,8 GW instalacji PV, a 0,4 GW kombinacji elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych¹¹³. Obecnie virtualne umowy cPPA wciąż dominują ze względu na nieco prostszy charakter ich zawierania, niemniej obserwujemy również stały wzrost liczby fizycznych umów cPPA.

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 kosztu profilu, co pomniejsza efektywną cenę sprzedaży energii. Aktualne poziomy cen w umowach PPA wynoszą zazwyczaj około 280–350 PLN/MWh dla wiatru oraz 260–320 PLN/MWh dla fotowoltaiki.

Rynek PPA w Polsce jest ciągle na wczesnym stadium rozwoju w porównaniu z rynkami zachodniej Europy. Aktualne umowy PPA opierają się przede wszystkim o stałą cenę w formule pay-as-produced, lecz wraz z rozwojem rynku możemy zauważyć coraz częstsze stosowanie zmiennych formuł cenowych, np. z ceną indeksowaną do ceny giełdowej.

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 w ostatnich latach.

W ujęciu rocznym najniższe ceny odnotowano w 2020 r. (210,1 PLN/MWh). Od tamtej pory nastąpił istotny wzrost cen energii, które urosły niemal czterokrotnie w ciągu 2 lat. Średnia

¹¹³ Udział ceny uprawnień do emisji CO₂ w cenie energii elektrycznej został oszacowany na podstawie średniej emisyjności produkcji elektrycznej. 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.

The PPA market in Poland

In the initial phase of the cPPA market's development in Poland (2018–2021), most agreements concerned the sale of green energy produced by onshore wind farms. Since 2022, the popularity of solar power plants has increased. Recently, cPPA agreements combining wind and solar energy have been particularly popular. The RE-Source platform indicates that the current installed capacity of renewable energy facilities covered by cPPAs in Poland is 2.9 GW, of which 0.7 GW comes from wind farms, 1.8 GW from PV installations, and 0.4 GW from a combination of wind and solar power plants.¹¹³ Currently, virtual cPPAs still dominate due to the slightly simpler nature of their conclusion; however, we are also observing a steady increase in the number of physical cPPAs.

There are two basic methods of pricing: a fixed rate without indexation or a variable rate (e.g., indexed to inflation or within a price corridor). Prices are calculated considering the cost of the profile, which reduces the effective selling price of energy. Current price levels in PPA contracts are typically around 280–350 PLN/MWh for wind and 260–320 PLN/MWh for solar.

The PPA market in Poland is still in its early stages of development compared to Western European markets. Current PPAs are primarily based on a fixed price under a pay-as-produced formula, but as the market develops, we are seeing increasingly frequent use of variable pricing formulas, such as prices indexed to the exchange price.

4.4. Spot and forward markets

Generators who are not parties to a bilateral agreement or who do not have revenue hedging in the form of a successful auction are exposed to fluctuations in market energy prices. However, it is possible to partially hedge sales prices by entering into forward transactions on the Polish Power Exchange (TGE). Theoretically, it is possible to enter into transactions for a period of up to 5 years; however, due to limited liquidity, in practice such transactions are concluded for a maximum of 2 years, with the majority being instruments with delivery in the following year. For the remainder of the period, the generator is exposed to changes in energy prices. Below, we have analyzed the trends in volumes and spot and forward prices on the Polish Power Exchange (TGE) in recent years.

On an annual basis, the lowest prices were recorded in 2020 (210.1 PLN/MWh). Since then, there has been a significant increase in energy prices, which have nearly quadrupled over the course of two years. The volume-weighted average

¹¹³ The share of CO₂ emission allowance prices in the price of electricity was estimated based on the average emissions intensity of electricity generation. We converted the daily closing prices of allowances using the average EUR/PLN exchange rate for that day. Due to the monthly nature of energy price data, the cost of CO₂ emission allowances in a given month was estimated using the arithmetic mean of daily quotes.

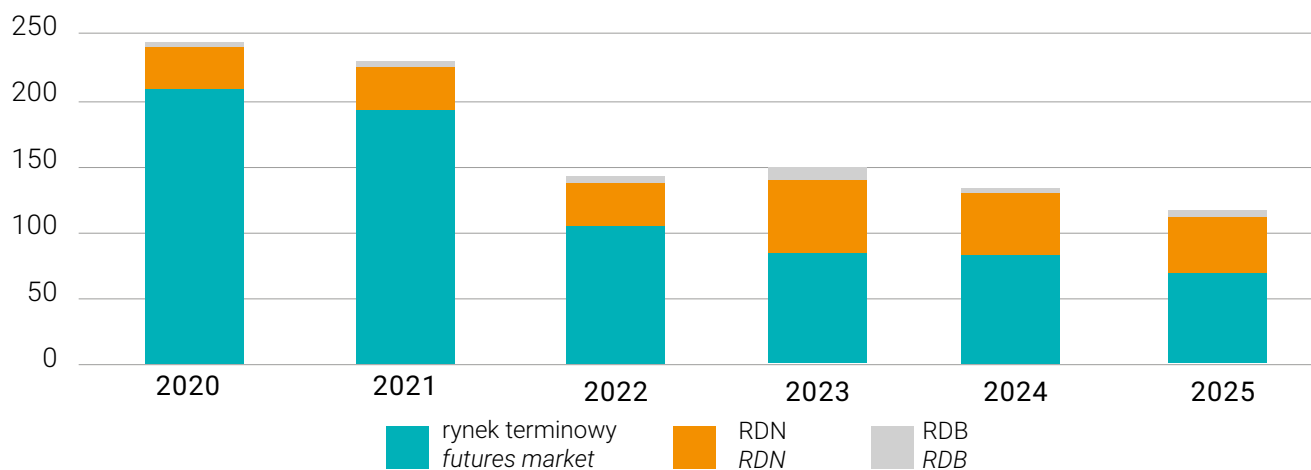
Lądowa energetyka wiatrowa. Uwarunkowania i perspektywy biznesowe

ważona wolumenem cena energii elektrycznej w 2021 i 2022 r. wyniosła odpowiednio 401,2 i 796,2 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 spowodowany był wysokimi cenami gazu na skutek kryzysu energetycznego, który nastąpił po inwazji Rosji na Ukrainę. W 2022 r. na wzrost cen energii elektrycznej wpłynęły również rosnące ceny uprawnień do emisji CO₂. W latach 2023–2024 ceny energii spadały. Główną przyczyną tej sytuacji były taniejące ceny surowców energetycznych oraz niższe ceny uprawnień do emisji CO₂. W 2023 r. średnioważona cena energii wyniosła 533,6 PLN/MWh, o 33% mniej niż rok wcześniej. W 2024 r. średnia cena spadła do 424,9 PLN/MWh, o 19,3% rok do roku. W 2025 r. średnia cena wzrosła o 5% i wyniosła 446,3 PLN/MWh.

Całkowity wolumen obrotu energią elektryczną na TGE wyniósł 119,5 TWh w 2025 r., o 9,2% mniej niż w 2024 r. Wolumen na rynku spot (RDN plus RDB) spadł o 3,1% r./r. do poziomu 48,2 TWh. Na rynku terminowym obroty osiągnęły poziom 71,3 TWh, co stanowi spadek o 13% w porównaniu z 2024 r.

Wykres 14. Obroty energii elektrycznej na TGE, TWh



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych TGE.

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 i 2024 r. Widać też, że likwidacja obliwa giełdowego pod koniec 2022 r. zmieniła strukturę rynku hurtowego. Historycznie za 80–90% wolumenu odpowiedzialny był rynek terminowy, w tym głównie kontrakty roczne (około 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

Onshore wind energy. Business conditions and prospects

price of electricity in 2021 and 2022 was PLN 401.2 and PLN 796.2/MWh, respectively.

In 2021, the main factor responsible for higher prices was the increase in the cost of CO₂ emission allowances and energy commodity prices. In 2022, the rise in energy prices was driven by high gas prices resulting from the energy crisis that followed Russia's invasion of Ukraine. In 2022, rising CO₂ emission allowance prices also contributed to the increase in electricity prices. In 2023–2024, energy prices declined. The main reasons for this were falling prices for energy resources and lower prices for CO₂ emission allowances. In 2023, the weighted average energy price was 533.6 PLN/MWh, 33% less than the previous year. In 2024, the average price fell to PLN 424.9/MWh, a 19.3% year-over-year decrease. In 2025, the average price rose by 5% to PLN 446.3/MWh.

The total volume of electricity traded on the Polish Power Exchange (TGE) amounted to 119.5 TWh in 2025, 9.2% less than in 2024. The volume on the spot market (RDN plus RDB) fell by 3.1% year-over-year to 48.2 TWh. On the futures market, trading volume reached 71.3 TWh, representing a 13% decrease compared to 2024.

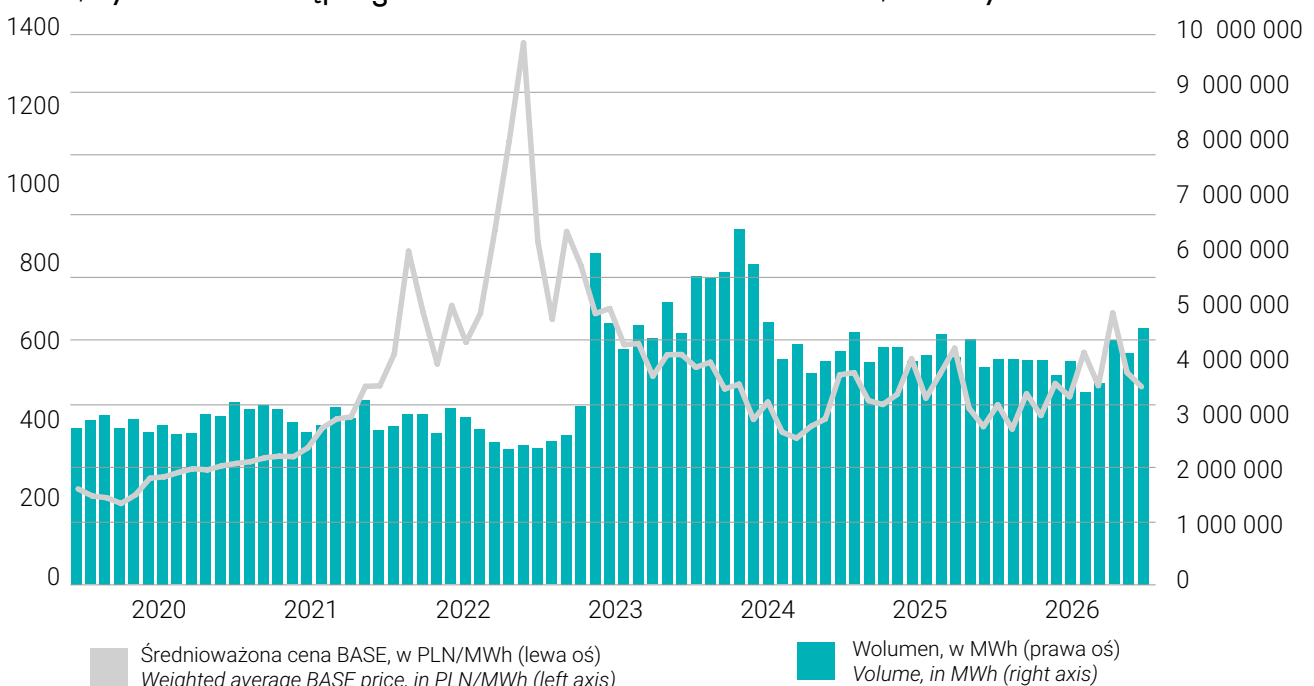
Chart 14. Electricity trading volume on the Polish Power Exchange (TGE), TWh

The decline in volume on 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, as evidenced by the growth in that market's volume in 2023 and 2024. It is also evident that the elimination of the exchange obligation at the end of 2022 altered the structure of the wholesale market. Historically, the futures market accounted for 80–90% of the volume, consisting mainly of annual contracts (approximately 80% of the futures market volume), supplemented by quarterly contracts and, less frequently, monthly contracts. In 2023, the importance of the spot market increased, accounting for 42.9% of electricity trading

na TGE, w porównaniu z 23,4% w 2022 r. Udział rynku spot w 2025 r. wyniósł 40,3%, co jest nadal istotnie powyżej historycznych poziomów.

Pomimo spadku wolumenu obrót na giełdzie na rynku spot stanowił około 29% rocznego zużycia energii w kraju w 2025 r. W latach 2020–2022 wskaźnik ten utrzymywał się na poziomie 19–21%. Kształtowanie się kursu i wolumenu w transakcjach BASE zawieranych na TGE w okresie styczeń 2020 r. – marzec 2026 r. w ujęciu miesięcznym przedstawiono na poniższym wykresie.

Wykres 15. Transakcje energii elektrycznej spot na TGE, Rynek Dnia Następnego



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych TGE.

Skokowy wzrost cen w 2021 r. w znacznym stopniu był spowodowany wzrostem cen uprawnień do emisji CO₂. Mają one istotny wpływ na kształtowanie się rynkowych cen energii elektrycznej, gdyż jednostki wytwórcze pracujące w podstawie systemu elektroenergetycznego w Polsce opalane są węglem lub gazem. Jeszcze w 2016 r. ceny uprawnień do emisji CO₂ oscylowały 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 latach 2022–2023 średnia roczna cena utrzymywała się na poziomie około 80 EUR/t. Średnia cena uprawnień w 2025 r. wyniosła około 74 EUR/t, o około 13% więcej w porównaniu z rokiem poprzednim. Na początku 2026 r. Komisja Europejska ogłosiła reformę systemu ETS, której celem ma być ograniczenie nadmiernych wzrostów cen uprawnień. Spowodowało to spadek notowań uprawnień, które na koniec marca kosztowały 70,7 EUR/t.

volume on the Polish Power Exchange (TGE), compared to 23.4% in 2022. The spot market's share in 2025 stood at 40.3%, which remains significantly above historical levels.

Despite a decline in trading volume, spot market trading on the exchange accounted for approximately 29% of the country's annual energy consumption in 2025. Between 2020 and 2022, this ratio remained at 19–21%. The monthly trends in prices and volumes for BASE transactions concluded on the Polish Power Exchange (TGE) between January 2020 and March 2026 are presented in the chart below.

Chart 15. Spot electricity transactions on the PPE and DAM, monthly data

Source: Baker Tilly TPA analysis based on PPE data.

The sharp increase in prices in 2021 was largely driven by the rise in CO₂ emission allowance prices. These have a significant impact on the formation of market electricity prices, as the generation units operating in the base load of Poland's power system are fueled by coal or gas. As recently as 2016, CO₂ emission allowance prices hovered around 5–6 EUR/t, but began to rise starting in late 2017. In December 2020, the price exceeded 30 EUR/t, and by mid-2021, it had surpassed 50 EUR/t. The second half of 2021 was marked by a very sharp rise in allowance prices – reaching €80/t in December 2021. In 2022–2023, the average annual price remained at around €80/t. The average price of allowances in 2025 was approximately €74/t, about 13% higher than the previous year. In early 2026, the European Commission announced a reform of the ETS system aimed at limiting excessive increases in allowance prices. This led to a decline in allowance prices, which stood at 70.7 EUR/t at the end of March.

Lądowa energetyka wiatrowa. Uwarunkowania i perspektywy biznesowe

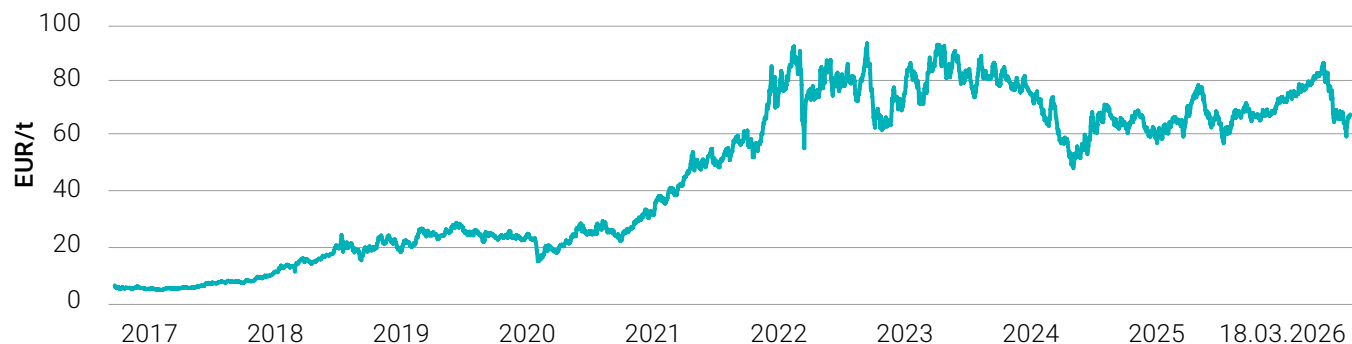
Onshore wind energy. Business conditions and prospects

Załączony poniżej wykres przedstawia kształtowanie się ceny uprawnień do emisji jednej tony CO₂ w okresie początek stycznia 2020 r. – koniec marca 2026 r.

The chart below shows the price trend for emission allowances for one tonne of CO₂ from early January 2020 to the end of March 2026.

Wykres 16. Notowania uprawnień do emisji CO₂

Chart 16. Quotations of CO₂ emission allowances



Źródło: Baker Tilly TPA na podstawie Reuters Eikon.

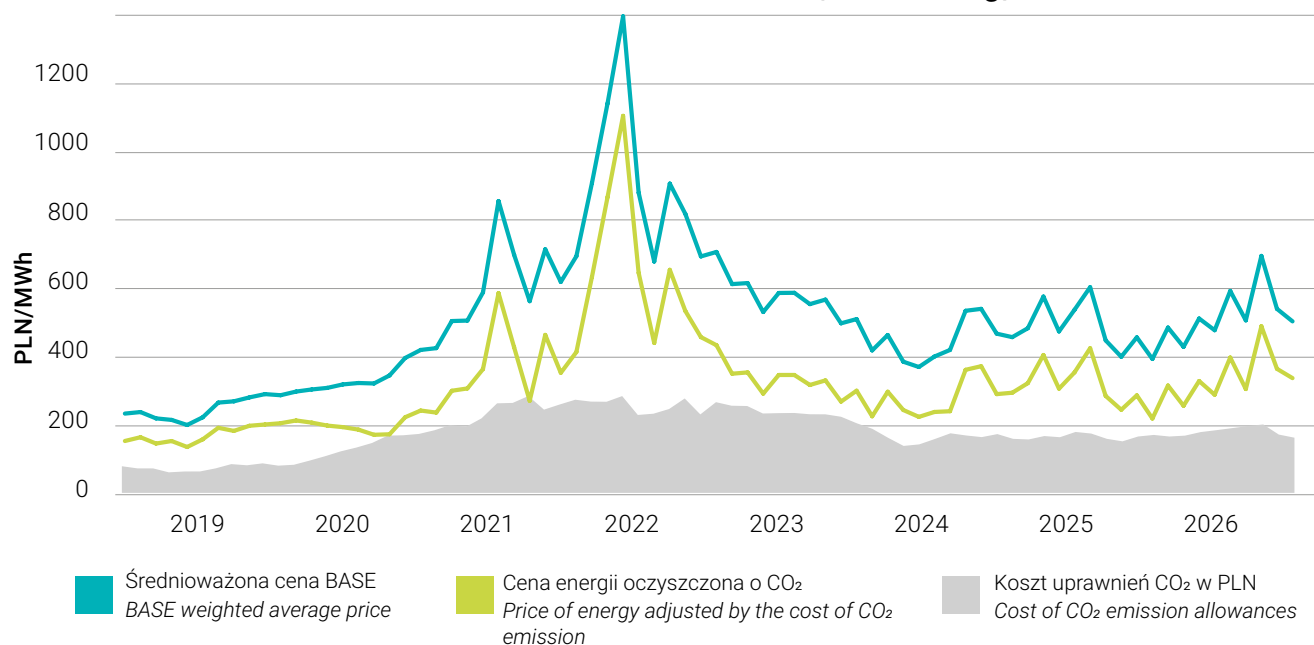
Source: Baker Tilly TPA based on Reuters Eikon.

Przyjmując pewne założenia, wyodrębniliśmy wartość uprawnień do emisji CO₂ z rynkowych cen energii¹¹⁴. Z naszych szacunków wynika, że w 2022 r. koszt uprawnień CO₂ stanowił około 35% ceny energii elektrycznej na rynku spot. W 2023 r., pomimo utrzymania się cen uprawnień na podobnym poziomie, udział kosztu uprawnień w cenie energii wzrósł do mniej więcej 47% ze względu na spadek cen energii. W latach 2024–2025 w wyniku spadku cen uprawnień oraz spadku emisyjności produkcji energii elektrycznej (ze względu na wyższą produkcję z OZE) udział ten spadł do około 40%.

Based on certain assumptions, we have calculated the value of CO₂ emission allowances using market energy prices.¹¹⁴ Our estimates indicate that in 2022, the cost of CO₂ allowances accounted for approximately 35% of the spot market price of electricity. In 2023, despite allowance prices remaining at a similar level, the share of allowance costs in the energy price rose to approximately 47% due to a decline in energy prices. In 2024–2025, as a result of falling allowance prices and lower emissions from electricity generation (due to increased production from RES), this share fell to approximately 40%.

¹¹⁴ Ustawa z 9 marca 2023 r. o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw.

¹¹⁴ The Act of 9 March 2023 amending the Act on investments in wind power plants and certain other Acts.

Wykres 17. Porównanie ceny energii oczyszczonej o koszt emisji CO₂ do rynkowej ceny energiiChart 17. Comparison of the price of energy adjusted for the cost of CO₂ emissions to the market price of energy

Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA.

Source: Baker Tilly TPA own study.

Przeanalizowaliśmy także statystyczną zależność pomiędzy cenami uprawnień do emisji CO₂ a rynkową ceną energii elektrycznej na TGE. Wzięliśmy pod uwagę 5-letni okres, 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 0,69, a więc poziom zależności jest istotny.

We also analyzed the statistical relationship between CO₂ emission allowance prices and the market price of electricity on the Polish Power Exchange (TGE). We considered a 5-year period, based on monthly BASE prices and the price of CO₂ (arithmetic mean of daily closing prices in a given month). Our analysis showed that the correlation coefficient between these two variables is 0.69, meaning the relationship 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 poniższym wykresie, ceny rocznych kontraktów utrzymują się w ostatnich kilkunastu miesiącach w przedziale 400–450 PLN/MWh. W 2025 r. średnie ceny zaprezentowanych rocznych kontraktów terminowych były zbliżone do średniej ceny spot, a najdroższe były kontrakty z dostawą na 2028 r. Wraz ze wzrostem cen energii na początku 2022 r. miesięczny wolumen dla rynku terminowego obniżył się do kilkunastu TWh miesięcznie, a w całym 2022 r. wyniósł 108,3 TWh, o 43% mniej niż w 2021 r. Lata 2023–2024 przyniosły kolejne spadki wolumenu. W 2025 r. wolumen wyniósł 71,3 TWh, o 13% mniej niż w roku poprzednim.

When analyzing the relationship between the spot and futures markets, it is helpful to look at a chart showing the prices of annual energy delivery futures contracts compared to the spot market price. As can be seen in the chart below, prices for annual contracts have remained in the range of 400–450 PLN/MWh over the past dozen or so months. In 2025, the average prices of the annual futures contracts shown were close to the average spot price, and the most expensive contracts were those for delivery in 2028. As energy prices rose in early 2022, the monthly volume for the futures market fell to a dozen or so TWh per month, and for the whole of 2022, it amounted to 108.3 TWh, 43% less than in 2021. The years 2023–2024 brought further declines in volume. In 2025, the volume amounted to 71.3 TWh, 13% less than in the previous year.

Prześledziliśmy też ceny w kontraktach terminowych na dostawę energii zawierane na TGE w okresie styczeń 2020 r. – marzec 2026 r. Średnioważony kurs kontraktu z dostawą na 2026 r. w całym cyklu życia kontraktu ukształtował się na poziomie 442,2 PLN/MWh w porównaniu z 485,9 PLN/MWh dla kontraktów na dostawę na 2025 r. W marcu 2026 r. rynek wyceniał energię z dostawą w 2027 r.

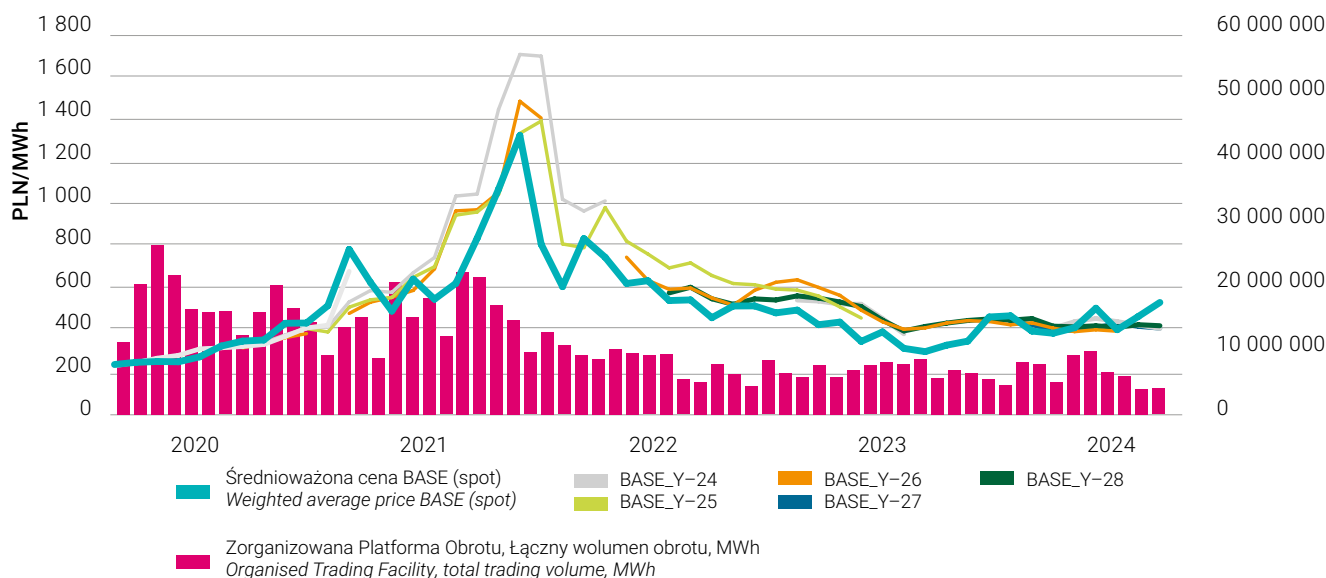
We also tracked prices in energy futures contracts traded on the Polish Power Exchange (TGE) between January 2020 and March 2026. The weighted average price of the 2026 delivery contract over the entire contract lifecycle stood at 442.2 PLN/MWh, compared to 485.9 PLN/MWh for contracts for delivery in 2025. In March 2026, the market valued energy for delivery in 2027 at approximately

na około 433 PLN/MWh. W analizowanym okresie ceny w poszczególnych seriach kontraktów rocznych charakteryzują się podobnym poziomem cenowym.

PLN 433/MWh. During the analyzed period, prices across the various series of annual contracts were at a similar level.

Wykres 18. Notowania energii elektrycznej na rynku spot oraz w kontraktach terminowych na

Chart 18. Electricity quotations on the spot market and in futures on the Polish Power



TGE

Exchange

Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych TGE
Nota: Wykres przedstawia średnioważoną cenę BASE na rynku spot oraz ceny rocznych kontraktów terminowych na dostawę energii. Kontrakty terminowe są kupowane głównie rok przed dostawą (np. kontrakt na dostawę w 2026 r. był kupowany przeważnie w 2025 r.), jednak pojawiają się też transakcje kupna 2 (rzadziej) lub 3 (bardzo rzadko) lata przed dostawą.

Source: Baker Tilly TPA analysis based on PPE data.
Note: The chart shows the weighted average BASE price on the spot market and the prices of annual futures contracts for energy delivery. Futures contracts are primarily purchased one year prior to delivery (e.g., a contract for delivery in 2026 was typically purchased in 2025), though there are also transactions involving purchases 2 (less frequently) or 3 (very rarely) years prior to delivery.

Poniższa tabela przybliża szczegóły cenowe i wolumenowe zawieranych kontraktów w okresie 2022–2024.

The table below provides details on the prices and volumes of contracts concluded in 2022–2024.

Tabela 3. Notowania kontraktów terminowych na TGE

Table 3. Quotations of futures contracts on the Polish Power Exchange

Kontrakty terminowe na TGE Futures contracts on POLPX	Rok zawarcia transakcji Transaction year			Pełny cykl życia kontraktu Full contract lifecycle
	2023	2024	2025	
Kontrakt / Contract	Ceny transakcyjne ważone wolumenem (PLN/MWh) Volume-weighted transaction prices (PLN/MWh)			
Kontrakty kwartalne BASE na 2026 r. BASE quarterly contracts for 2026	–	–	444,6	444,6
BASE_Y-26	585,0	465,3	430,5	442,2
BASE_Y-27	587,5	463,3	427,8	431,3
BASE_Y-28	–	440,5	438,8	424,4
Kontrakt / Contract	Wolumen (TWh) / Volume (TWh)			
Kontrakty kwartalne BASE na 2026 r. BASE quarterly contracts for 2026	–	–	9,0	9,0

Kontrakty terminowe na TGE Futures contracts on POLPX	Rok zawarcia transakcji Transaction year			Pełny cykl życia kontraktu Full contract lifecycle
	2023	2024	2025	
BASE_Y-26	1,0	7,2	26,6	34,8
BASE_Y-27	0,1	1,2	8,6	9,9
BASE_Y-28	–	0,2	1,3	1,5

Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych TGE.

Source: Baker Tilly TPA analysis based on PPE data.

5 Analiza finansowa sektora lądowej energetyki wiatrowej

5.1. Charakterystyka inwestycji w energetykę wiatrową – opis rynku

Rozwój rynku lądowej energetyki wiatrowej w Polsce można podzielić na dwie fazy. Pierwsza faza trwała do połowy 2016 r., kiedy kończyła się możliwość przystąpienia do systemu zielonych certyfikatów. Do tego momentu wybudowano 5,7 GW mocy wiatrowych, z czego ponad 1 GW w samej pierwszej połowie 2016 r. W latach 2017–2019 powstawały pojedyncze projekty – przyrost mocy w tym okresie wyniósł zaledwie 110 MW. O drugiej fazie możemy mówić od 2020 r., kiedy zaczęły być budowane pierwsze projekty, które wygrały aukcje w ramach nowego systemu wsparcia. W kolejnych latach dynamika przyrostu nowych mocy rosła, osiągając poziom 1,0–1,2 GW w latach 2022–2024. W 2025 r. oddano kolejne 256 MW, o 71% mniej niż rok wcześniej. Według danych ARE moc zainstalowana dla elektrowni wiatrowych na koniec lutego 2026 r. wynosiła 10,8 GW.

Zgodnie z bardziej ambitnym scenariuszem (tzw. WAM) Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu oczekuje się, że moc lądowej energetyki wiatrowej wzrośnie o około 6 GW w latach 2026–2030 i osiągnie 16,5 GW mocy zainstalowanej w 2030 r. W 2040 r. dla scenariusza WAM spodziewane jest 28,8 GW w lądowych farmach wiatrowych.

Średni wiek farm wiatrowych w Polsce wyniósł około 8,2 lat na koniec 2025 r. 4,6 GW (42,2% mocy zainstalowanej) ma mniej niż 5 lat, a 1,8 GW (16,1%) ma 5–10 lat. Istnieje 1,2 GW farm wiatrowych starszych niż 15 lat, z czego zdecydowana większość (1,1 GW) ma 15–20 lat. Te farmy mogą potencjalnie przejść tzw. repowering w ciągu najbliższych kilku lat. Repowering polega na wymianie turbin na nowe, które osiągają często wyższe współczynniki wykorzystania mocy oraz mają większą moc jednostkową, co pozwala na zwiększenie produkcji energii.

Financial analysis of the onshore wind energy sector

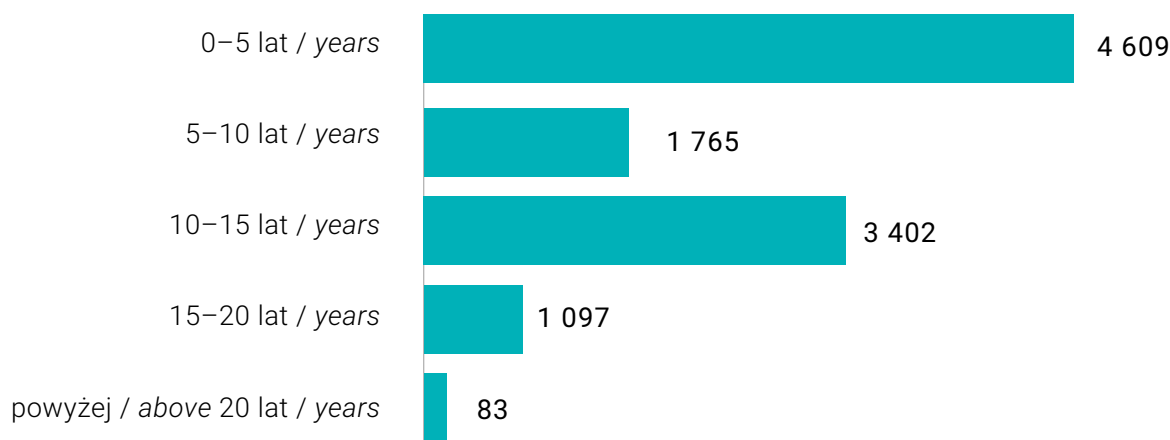
5.1. Characteristics of wind energy investments – market overview

The development of the onshore wind energy market in Poland can be divided into two phases. The first phase lasted until mid-2016, when eligibility to enter the green certificate system ended. By that point, 5.7 GW of wind capacity had been installed, of which over 1 GW was added in the first half of 2016 alone. Between 2017 and 2019, only a few individual projects were developed – the increase in capacity during this period amounted to a mere 110 MW. The second phase began in 2020, when construction started on the first projects that had won auctions under the new support system. In the following years, the growth rate of new capacity increased, reaching 1.0–1.2 GW in 2022–2024. In 2025, an additional 256 MW of capacity was commissioned, 71% less than the previous year. According to ARE data, installed capacity for wind power plants stood at 10.8 GW as of the end of February 2026.

Under the more ambitious scenario (the so-called WAM) of the National Energy and Climate Plan, onshore wind power capacity is expected to increase by approximately 6 GW between 2026 and 2030, reaching 16.5 GW of installed capacity in 2030. In 2040, the WAM scenario projects 28.8 GW of onshore wind farms.

The average age of wind farms in Poland was approximately 8.2 years at the end of 2025. 4.6 GW (42.2% of installed capacity) is less than 5 years old, and 1.8 GW (16.1%) is 5–10 years old. Wind farms older than 15 years account for 1.2 GW of capacity, the vast majority of which (1.1 GW) are 15–20 years old. These farms could potentially undergo repowering in the next few years. Repowering involves replacing turbines with new ones, which often achieve higher capacity factors and have greater unit capacity, allowing for increased energy production.

Wykres 19. Moc farm wiatrowych według grup wiekowych, GW



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych URE oraz ARE.

Chart 19. Wind farm capacity by age group, GW

Source: Own analysis based on data from the URE and ARE.

W zakresie perspektyw rozwoju polskiego rynku oraz najważniejszych barier do usunięcia w sektorze energetyki wiatrowej największą przeszkodą rozwojową pozostają regulacje odległościowe oraz długotrwałe procedury administracyjne.

Regarding the development prospects of the Polish market and the most significant barriers to be removed in the wind energy sector, the greatest obstacle to development remains distance regulations and lengthy administrative procedures.

5.2. Nakłady inwestycyjne

W dotychczas realizowanych projektach w Polsce wykorzystywano głównie typy turbin o mocy 2–4 MW. Coraz częściej stosuje się bardziej efektywne turbiny o jednostkowej mocy przekraczającej 4 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, możliwości ich instalowania były bardzo ograniczone. Średnia produktywność starszych modeli turbin w ciągu ostatnich lat nieznacznie wzrosła (wskaźnik produktywności na poziomie 30–35%), jednak turbiny te nie są w stanie zbliżyć się do produktywności oferowanych przez nowsze, większe jednostki.

5.2. Capital expenditures

In projects implemented so far in Poland, turbines with a unit capacity of 2–4 MW have primarily been used. More efficient turbines with a unit capacity exceeding 4 MW are being used more and more frequently. The productivity of larger turbines is up to a dozen or so percentage points higher under similar environmental conditions, but these require taller towers, have a larger rotor diameter, and therefore, given the current distance limit, the possibilities for installing them have been very limited. The average efficiency of older turbine models has increased slightly in recent years (capacity factors of 30–35%), but these turbines cannot come close to the efficiency offered by newer, larger units.

Większe turbiny, pomimo wyższych kosztów inwestycji w przeliczeniu na 1 MW mocy, charakteryzują się większą wydajnością (nawet powyżej 40%) i pozwalają osiągnąć niższy wyrównany koszt energii (LCOE). Złagodzenie regulacji odległościowych powinno umożliwić powstanie nowych projektów na podstawie aktualnych uwarunkowań technologiczno-ekonomicznych. 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.

Larger turbines, despite higher investment costs per 1 MW of capacity, are characterized by higher efficiency (even above 40%) and allow for a lower levelized cost of energy (LCOE). Relaxing distance regulations should enable the development of new projects based on current technological and economic conditions. This would entail higher capital expenditures per 1 MW of capacity due to the potential use of more expensive turbines, but the resulting installed capacity would enable the production of larger volumes of lower-cost electricity.

Według naszych szacunków oczekiwane łączne nakłady inwestycyjne na 1 MW mocy zainstalowanej dla farmy wiatrowej w Polsce wynoszą około 6–9 mln PLN netto w zależności od

According to our estimates, the expected total investment costs per 1 MW of installed capacity for a wind farm in Poland amount to approximately PLN 6–9 million net, depending on the project's acquisition costs and other

kosztów zakupu projektu oraz innych kosztów, które mogą się istotnie różnić w zależności od projektu, np. budowa przyłącza. Większych nakładów będą także wymagały nowsze turbiny z większą mocą jednostkową, co rekompensowane jest wyższą produktywnością takich turbin.

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 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. Opis podejścia do analizy grupy spółek z sektora

Na potrzeby raportu zbadaliśmy dane finansowe grupy wybranych spółek prowadzących działalność w zakresie wytwarzania energii z wiatru. Analiza uwzględnia dane za lata 2021–2024, jako że dane za 2025 r. nie są jeszcze dostępne dla większości farm. Wzięliśmy pod uwagę farmy, które rozpoczęły działalność po 30.06.2016 r., czyli podmioty niekorzystające z systemu zielonych certyfikatów. Uwzględniliśmy tylko pełne lata działalności – jeżeli farma rozpoczęła działalność w trakcie roku, uwzględniliśmy jej dane od następnego roku. Oczyszciliśmy księgowe wyniki EBITDA oraz EBIT z pozostałych przychodów i kosztów operacyjnych, ponieważ są to najczęściej zdarzenia jednorazowe lub niegotówkowe, takie jak m.in. rozliczenia otrzymanych dotacji, zyski i straty na zbyciu aktywów, przeszacowania wartości aktywów, zawiązania i rozwiązania rezerw. Poniższa tabela przedstawia charakterystykę analizowanej grupy. Grupa spółek istotnie wzrasta w kolejnych latach, co wynika z przyrostu mocy w systemie. Choć uwzględnienie nowych farm zwiększa reprezentatywność próby analizowanych spółek, ogranicza jednak porównywalność z poprzednimi latami. Głównym celem badania była analiza najnowszych dostępnych danych finansowych dla farm wiatrowych, a dane za lata 2021–2023 zostały zaprezentowane jako punkt odniesienia. Niemniej dane za poprzednie lata są zgodne z trendami panującymi na rynku energii w tym okresie.

Niniejsza analiza dotyczy jedynie wybranych spółek i nie może być traktowana jako analiza całego sektora lądowych farm wiatrowych w Polsce. Sytuacja finansowa poszczególnych farm może istotnie się różnić. Wynika to głównie

expenses that can vary significantly from project to project, such as grid connection construction. Newer turbines with higher unit capacity will also require greater capital expenditures, which is offset by the higher productivity of such turbines.

Accurately estimating capital expenditures has a critical impact on the project's future profitability, especially in the context of an auction or a long-term PPA. It is primarily the amount of capital expenditures (and to a lesser extent, the cost of subsequent operation) that influences the electricity sale price offered by investors, considering the assumed level of profitability. The optimal solution is to bid a price at the auction that covers the total amount of expenses – both those already incurred and those expected to be incurred in connection with the project's implementation. For some investors, it will also be reasonable 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 building permit).

5.3. Description of the approach to analyzing the group of companies in the sector

For the purposes of this report, we examined the financial data of a group of selected companies operating in the wind power generation sector. The analysis includes data for the years 2021–2024, as data for 2025 are not yet available for most wind farms. We considered farms that began operations after June 30, 2016, i.e., entities not participating in the green certificate system. We included only full years of operation – if a farm began operations during the year, we included its data starting from the following year. We adjusted the accounting EBITDA and EBIT figures by removing other operating revenues and costs, as these are most often one-time or non-cash items, such as the settlement of received subsidies, gains and losses on the disposal of assets, asset revaluations, and the creation and release of provisions. The table below presents the characteristics of the analyzed group. The group of companies is growing significantly in subsequent years, which results from the increase in capacity within the system. Although the inclusion of new wind farms increases the representativeness of the sample of analyzed companies, it limits comparability with previous years. The main objective of the study was to analyze the latest available financial data for wind farms, and data for the years 2021–2023 were presented as a reference point. Nevertheless, data for previous years are consistent with the trends prevailing in the energy market during that period.

This analysis concerns only selected companies and cannot be treated as an analysis of the entire onshore wind farm sector in Poland. The financial situation of individual farms

z różnic w podejściu do zabezpieczania ryzyka cenowego oraz produktywności.

may vary significantly. This is mainly due to differences in price-risk hedging strategies and productivity levels.

Tabela 4. Charakterystyka grupy wybranych spółek prowadzących działalność w zakresie wytwarzania energii z wiatru będących przedmiotem analizy

Charakterystyka grupy / Group characteristics	2021	2022	2023	2024
Liczba spółek / Number of companies	23	38	62	115
Moc zainstalowana, MW / Installed capacity, MW:				
Łączna moc / Total power	277	756	1,658	2,797
Średnia moc / Average power	12,1	23,1	26,7	24,3
Minimum / Minimum	1,2	1,2	0,8	0,8
Maksimum / Maximum	82,5	142,4	144,9	144,9

Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA.

Table 4. Characteristics of the group of selected companies operating in the field of wind energy generation that are the subject of the analysis

Source: Baker Tilly TPA own study.

5.4. Przychody

W poprzednim rozdziale przedstawione zostały źródła przychodów elektrowni wiatrowych. Tak jak wspomniano, niniejsza analiza nie uwzględnia podmiotów funkcjonujących w systemie zielonych certyfikatów. Większość z analizowanych farm funkcjonuje w systemie aukcyjnym. Farmy mogą dodatkowo zabezpieczyć część wolumenu poprzez zawarcie umowy PPA/cPPA lub kontrakty terminowe na TGE.

W 2024 r. przeciętna wartość przychodów na 1 MW mocy zainstalowanej wyniosła około 1066 tys. PLN, o 3,3% mniej niż rok wcześniej. Niższa wartość w 2024 r. może wynikać z ogólnego spadku cen hurtowych energii elektrycznej lub też rozszerzenia próby analizowanych spółek. W celu określenia potencjalnego trendu na 2025 r. sięgnęliśmy do danych ze skonsolidowanego sprawozdania finansowego grupy Polenergia za 2025 r. Polenergia posiada 493 MW mocy zainstalowanej w farmach wiatrowych; na tej podstawie obliczyliśmy średni przychód ze sprzedaży energii na 1 MW na poziomie 1094 tys. PLN w porównaniu z 1392 tys. PLN rok wcześniej (bez przychodów ze sprzedaży zielonych certyfikatów). Spadek przychodów w 2025 r. wynikał głównie z wygasania korzystnych kontraktów terminowych oraz niższej wietrzności. Osiąganą wartość przychodów na MW przedstawia poniższy wykres.

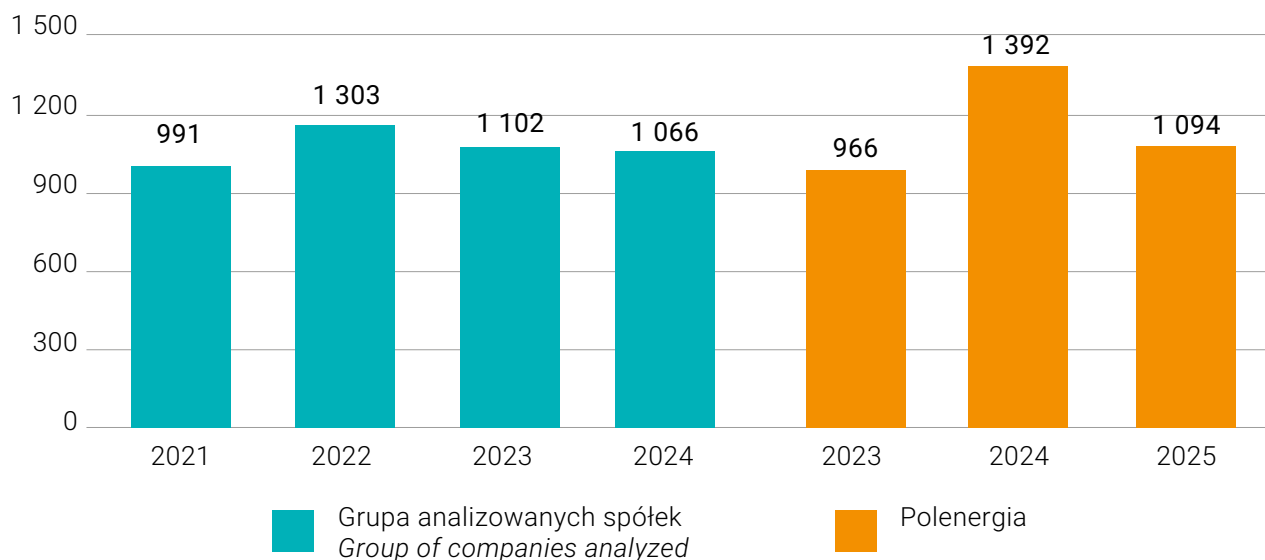
5.4. Revenues

The previous chapter presented the sources of revenue for wind power plants. As mentioned, this analysis does not include entities operating within the green certificate system. Most of the analyzed farms operate within the auction system. Farms can additionally secure part of their volume by entering into PPA/cPPA agreements or futures contracts on the Polish Power Exchange (TGE).

In 2024, the average revenue per 1 MW of installed capacity was approximately PLN 1,066,000, 3.3% less than the previous year. The lower figure in 2024 may result from a general decline in wholesale electricity prices or an expansion of the sample of analyzed companies. To determine the potential trend for 2025, we referred to data from the Polenergia Group's consolidated financial statements for 2025. Polenergia has 493 MW of installed capacity in wind farms; based on this, we calculated the average revenue from energy sales per MW at PLN 1,094,000, compared to PLN 1,392,000 a year earlier (excluding revenue from the sale of green certificates). The decline in revenue in 2025 was mainly due to the expiration of favorable forward contracts and lower wind speeds. The revenue per MW is shown in the chart below.

Wykres 20. Średni wskaźnik przychodów na 1 MW (tys. PLN) dla analizowanej grupy farm wiatrowych w latach 2021–2024 oraz dla segmentu energetyki wiatrowej Polenergii dla lat 2023–2025

Chart 20. Average revenue per MW (PLN 000) for the analyzed group of wind farms in 2021–2024 and Polenergia's onshore wind segment in 2023–2025



Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA.

Source: Baker Tilly TPA own study.

5.4. Koszty operacyjne

Energetyka wiatrowa charakteryzuje się wysokimi nakładami inwestycyjnymi oraz stosunkowo niskimi kosztami eksploatacji. Koszty gotówkowe funkcjonowania farmy wiatrowej zazwyczaj stanowią około 200–300 tys. PLN na MW, przy czym zależy to od wietrzności w danej lokalizacji, wielkości farmy oraz jednostkowej mocy i efektywności turbin. Wysokie nakłady inwestycyjne przekładają się na duży udział amortyzacji w kosztach ogółem. Pomijając amortyzację, która jest tylko kosztem księgowym i zapewnia tarczę podatkową, największy udział w strukturze kosztów operacyjnych mają usługi obce. Mniejsze znaczenie mają podatki i opłaty oraz pozostałe koszty. Na poniższym wykresie przedstawiono typową strukturę kosztów rodzajowych dla badanej grupy podmiotów.

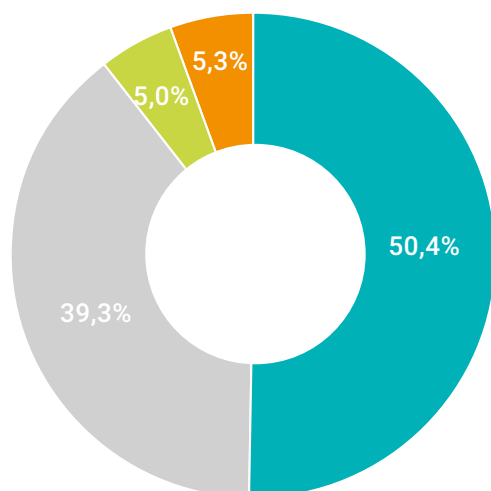
Relatywnie duży udział kosztów usług obcych w strukturze wynika z konieczności serwisowania turbin i podzespołów. Koszty eksploatacji i utrzymania (O&M) stanowią około 20–25% całkowitego, uśrednionego kosztu energii elektrycznej (LCOE) w okresie eksploatacji turbiny. W przypadku nowych turbin udział ten może wynosić 10–15%, a pod koniec okresu eksploatacji może wzrosnąć do co najmniej 20–35%.

5.5. Operating costs

Wind energy is characterized by high capital expenditures and relatively low operating costs. The cash costs of operating a wind farm typically amount to approximately PLN 200,000–300,000 per MW, although this depends on wind conditions at the specific location, the size of the farm, and the unit capacity and efficiency of the turbines. High capital expenditures translate into a large share of depreciation in total costs. Excluding depreciation, which is merely an accounting cost and provides a tax shield, external services account for the largest share of the operating cost structure. Taxes and fees, as well as other costs, are of lesser significance. The chart below presents a typical cost-by-type structure for the group of entities under review.

The relatively large share of external service costs in the structure stems from the need to service turbines and components. Operating and maintenance (O&M) costs account for approximately 20–25% of the total levelized cost of electricity (LCOE) over the turbine's operational life. For new turbines, this share may be 10–15%, and by the end of the operational life, it may rise to at least 20–35%.

Wykres 21. Struktura kosztów rodzajowych w badanej grupie spółek w 2024 r.



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.

W grupie analizowanych spółek przeciętne koszty gotówkowe istotnie wzrosły w latach 2021–2023 (wykres poniżej), czego główną przyczyną była wysoka inflacja. W 2024 r. średnie koszty wyniosły 206 tys. PLN/MW, o 32% mniej niż rok wcześniej. Wynika to głównie z mniejszych kosztów ponoszonych przez nowe instalacje w pierwszych latach działalności farmy, które zostały dołączone do analizowanej próby.

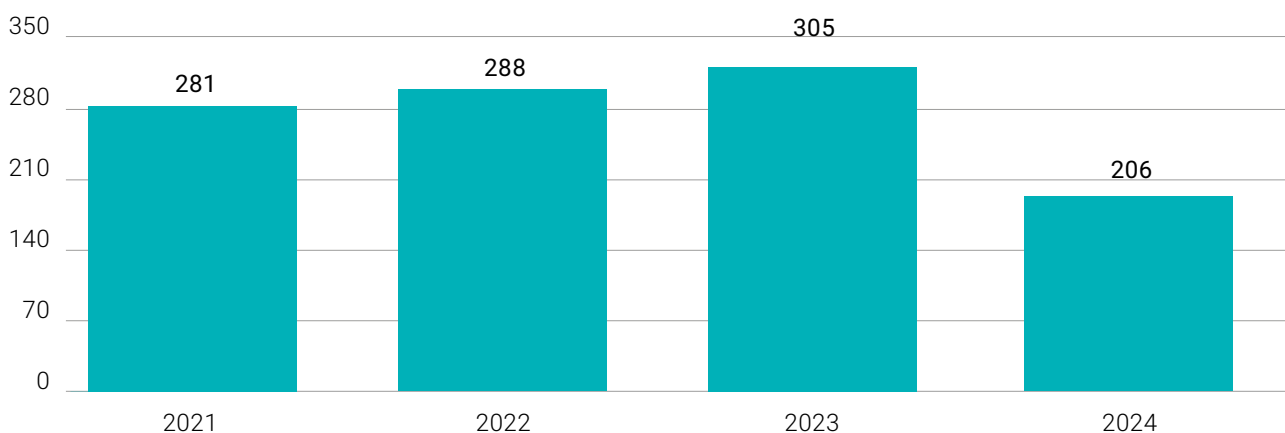
Chart 21. Structure of costs by nature in the surveyed group of companies in 2024



Source: Baker Tilly TPA own study.

Investors may therefore be inclined to opt out of the manufacturer's service after the warranty period ends. 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 may translate into increased efficiency and the ability to offer lower service prices. Maintenance costs are lower for investors with a portfolio of wind farms than for those with individual power plants. Additionally, some large operators have their own maintenance teams. Beyond maintenance costs, lease payments also play a significant role in third-party service costs.

Among the analyzed companies, average cash costs rose significantly between 2021 and 2023 (see chart below), primarily due to high inflation. In 2024, average costs amounted to PLN 206,000/MW, 32% less than the previous year. This is mainly due to lower costs incurred by new installations during the first years of the farm's operation, which were included in the analyzed sample.

Wykres 22. Średnie koszty gotówkowe na 1 MW w analizowanej grupie

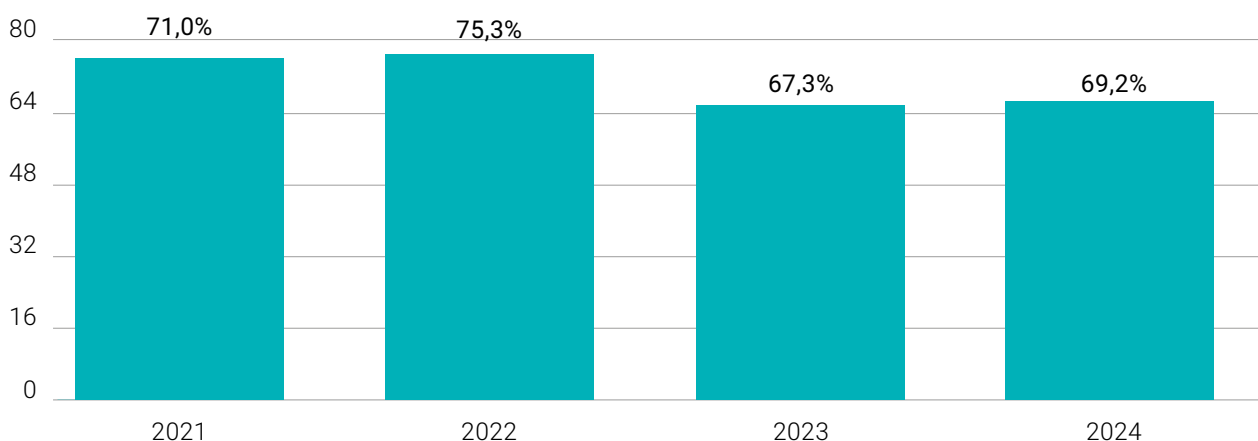
Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA.

Chart 22. Average cash costs per MW in the analyzed group

Source: Baker Tilly TPA own study.

5.6. Marżowość

Analizowana grupa farm została zbadana także pod względem marżowości na poziomie EBITDA (skorygowanej o pozostałą działalność operacyjną) w odniesieniu do generowanych przychodów (wykres poniżej). Większość podmiotów osiągała wartości w przedziale 50–75%, przy średnim poziomie 69,2% w 2024 r. w porównaniu z 67,3% w 2023 r. Wzrost rentowności wynika z uwzględnienia nowych farm, które mają niższe koszty operacyjne w pierwszych latach działalności. Wysokie poziomy rentowności są charakterystyczne dla tego typu działalności – koszty obsługi farmy są niewielkie w zestawieniu z przychodami, a największą pozycją w kosztach operacyjnych jest amortyzacja, która nie wpływa na wartość EBITDA. Przeciętna skorygowana EBITDA w przeliczeniu na 1 MW mocy dla grupy analizowanych spółek wyniosła 737 tys. PLN w 2024 r. Jest to poziom zbliżony do tego z 2023 r., czyli 742 tys. PLN.

Wykres 23. Średnia skorygowana rentowność EBITDA w analizowanej grupie

Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA.

5.6. Profit Margins

The analyzed group of farms was also examined in terms of EBITDA margin (adjusted for other operating activities) relative to generated revenue (chart below). Most entities achieved values in the 50–75% range, with an average of 69.2% in 2024 compared to 67.3% in 2023. The increase in profitability stems from the inclusion of new farms, which have lower operating costs in their first years of operation. High profitability levels are characteristic of this type of business – farm operating costs are low relative to revenue, and the largest component of operating costs is depreciation, which does not affect EBITDA. The average adjusted EBITDA per 1 MW of capacity for the group of analyzed companies amounted to PLN 737,000 in 2024. This is a level similar to that of 2023, i.e., PLN 742,000.

Chart 23. Average adjusted EBITDA in the analyzed group

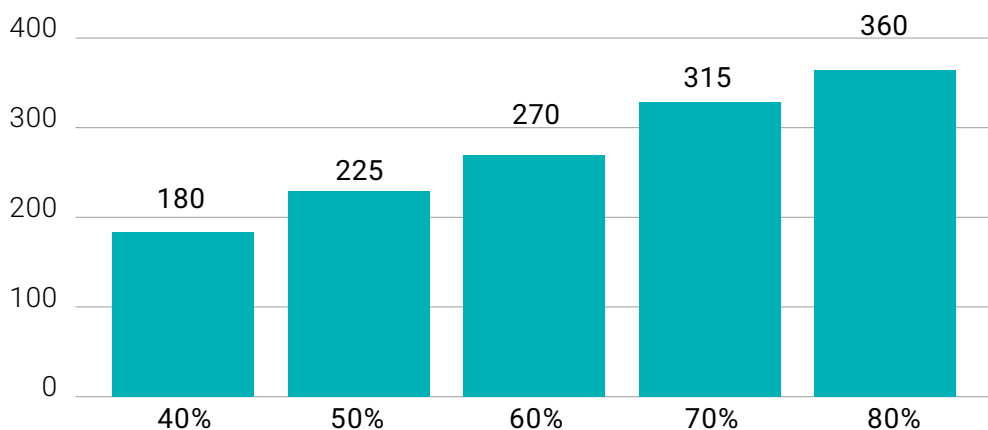
Source: Baker Tilly TPA own study.

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 finansowania. Zakładając 60-procentowy poziom finansowania długiem, roczne koszty odsetek mogły wynieść nawet około 215–300 tys. PLN na 1 MW w 2025 r. w zależności od wysokości nakładów inwestycyjnych. Koszty odsetek zmniejszają się w czasie wraz ze stopniową spłatą kapitału zaciągniętej pożyczki. Poniższy wykres przedstawia szacowane roczne koszty odsetek dla elektrowni wiatrowych w przeliczeniu na 1 MW mocy w zależności od udziału długu w strukturze finansowania.

When analyzing the profitability of wind farms, it is also important to consider the interest costs on financing, which represent a significant expense for wind projects. The rise in interest rates in recent years has led to a significant increase in financing costs. Assuming a 60% debt-to-equity ratio, annual interest costs could reach as high as approximately PLN 215,000–300,000 per MW in 2025, depending on the level of capital expenditures. 's interest costs decrease over time as the principal of the loan is gradually repaid. The chart below shows the estimated annual interest costs for wind power plants per 1 MW of capacity, depending on the share of debt in the financing structure.

Wykres 24. Roczny koszt odsetek dla elektrowni wiatrowych w zależności od udziału długu w strukturze finansowania*

Chart 24. Annual interest costs for wind power plants depending on the share of debt in the financing structure*



Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA.

* Koszt zadłużenia został przyjęty na poziomie 6,0%, a Capex na poziomie 7,5 mln PLN/MW.

Source: Prepared by Baker Tilly TPA.

* The cost of debt was assumed to be 6.0%, and Capex at PLN 7.5 million/MW.

6 Analiza opłacalności inwestycji oraz podsumowanie transakcji M&A

6.1. 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.

Investment profitability analysis and summary of M&A transactions

6.1 Strategic investor's perspective

The assessment of a project's attractiveness is determined by several factors: 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 investment risk associated with the project. In practice, projects differ mainly in terms of capital expenditures and productivity, while individual investors may apply different cost-of-capital values. Furthermore, projects with higher capital expenditures, such as those using more expensive turbines, often generate a more considerable number of megawatt-hours per megawatt than cheaper projects.

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, a od jego wyników 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 około 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%. Z drugiej strony są też farmy, które osiągają wskaźniki na poziomie 20–25%. Średni wskaźnik wykorzystania mocy w Polsce w ostatnich latach wynosił zazwyczaj około 28–30%. W 2025 r. wskaźnik ten spadł do poziomu 25,6%. Główną przyczyną były gorsze warunki wietrzne, choć coraz większe znaczenie odgrywa również ograniczanie produkcji z OZE (tzw. redysponowanie), które dotknęło około 0,4 TWh produkcji z farm wiatrowych w 2025 r. (około 1,7% całkowitej produkcji farm wiatrowych).

Na podstawie posiadanych danych oraz przyjętych założeń dokonaliśmy oszacowania wewnętrznej stopy zwrotu (ang. *internal rate of return*; IRR) inwestycji w nowy projekt wiatrowy w Polsce. Założyliśmy budowę farmy wiatrowej o mocy 30 MW. Opis kluczowych założeń znajduje się w tabeli poniżej. W odniesieniu do kosztów warto wspomnieć, że koszty gotówkowe będą ponoszone od początku fazy eksploatacji, a stawki amortyzacji poszczególnych kategorii aktywów zostały przyjęte na poziomie zgodnym z rzeczywistym poziomem stawek stosowanych w praktyce. Ścieżka cen energii została oparta na aktualnej prognozie ekspertów rynkowych.

The attractiveness of a project, whether in the context of energy auctions or its economic evaluation, depends primarily on productivity, assuming a similar level of cash costs per 1 MW regardless of the project (though economies of scale should be kept in mind). However, the productivity of a given wind farm depends not only on the parameters of the turbines themselves, such as tower height or rotor diameter, but also to a large extent on the wind conditions at a given location. Wind resource assessment is a significant part of the investment process, and the project's attractiveness depends on its results.

The productivity of a given wind farm is most often expressed by the capacity factor or by the number of megawatt-hours produced per year from 1 MW of installed capacity. The capacity factor indicates how much of the year a turbine is capable of producing energy. Setting aside wind conditions, which are specific to each project, the capacity factor for turbines with a capacity of 2–3 MW typically ranges between 30–35%, while the latest turbines with a capacity exceeding 5 MW achieve a factor of around 40% or even 50%. However, it is worth emphasizing once again the significant importance of wind conditions. Even installations with a unit capacity of 2 MW in a superb location are capable of regularly achieving a capacity factor of 40%. On the other hand, there are also wind farms that achieve factors of 20–25%. The average capacity utilization rate in Poland in recent years has typically been around 28–30%. In 2025, this rate fell to 25.6%. The main cause was poorer wind conditions, although curtailment of renewable energy production (the so-called redispatching) is also playing an increasingly significant role, affecting approximately 0.4 TWh of wind farm production in 2025 (about 1.7% of total wind farm production).

Based on the available data and the assumptions made, we estimated the internal rate of return (IRR) for an investment in a new wind project in Poland. We assumed the construction of a 30 MW wind farm. A description of the key assumptions is provided in the table below. Regarding costs, it is worth noting that cash costs will be incurred from the start of the operational phase, and depreciation rates for individual asset categories were set at levels consistent with actual rates applied in practice. The energy price path is based on the current forecast by market experts.

Tabela 5. Kluczowe założenia przyjęte do analizy IRR

Założenie / Assumption	Wartość / Value
Czas trwania okresu operacyjnego, lata <i>Duration of the operational period, years</i>	30,0
Moc farmy wiatrowej (MW) / <i>Wind farm capacity (MW)</i>	30,0
Koszt budowy 1 MW (mln PLN) / <i>Construction cost of 1 MW (PLN million)</i>	7,5
Koszty zakupu projektu w przeliczeniu na 1 MW (mln PLN) / <i>Cost of a wind farm (PLN million)</i>	0,75
Wskaźnik wykorzystania mocy (produktywność) / <i>Capacity factor (productivity)</i>	35%
Wskaźnik utraty produktywności, od drugiego roku działalności farmy <i>Own energy losses</i>	0,5%
Koszty gotówkowe na MW w 2025 r. (tys. PLN) <i>Cash costs per MW in 2025 (PLN thousand)</i>	250
Relacja kapitału obrotowego do przychodów / <i>The ratio of working capital to revenues</i>	10%

Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA.

Table 5. Key assumptions for the IRR analysis

Source: Baker Tilly TPA own study.

Na podstawie tak przyjętych założeń IRR inwestycji dla opisanego przykładu wynosi 9,7%. W tabeli 6 zaprezentowano wyniki analizy wrażliwości IRR na dwie kluczowe zmienne: nakłady inwestycyjne (wariant bazowy to 7,5 mln PLN) oraz wskaźnik wykorzystania mocy (wariant bazowy to 35%), pozostawiając pozostałe założenia bez zmian. Tak jak wspomniano wcześniej, tańsze projekty będą charakteryzowały się niższą produktywnością (bliżej 30%). Droższe projekty mogą natomiast osiągać ponad 40-procentową produktywność. W związku z tym szacujemy, że oczekiwany IRR dla lądowej energetyki w Polsce wynosi 7–12% w zależności od indywidualnych cech projektu.

Based on these assumptions, the investment IRR for the example described is 9.7%. Table 6 presents the results of a sensitivity analysis of the IRR for two key variables: capital expenditures (the base case is PLN 7.5 million) and the capacity utilization rate (the base case is 35%), while keeping the remaining assumptions unchanged. As mentioned earlier, cheaper projects will have lower productivity (closer to 30%). More expensive projects, on the other hand, can achieve productivity of over 40%. Therefore, we estimate that the expected IRR for onshore wind power in Poland is 7–12%, depending on the individual characteristics of the project.

Tabela 6. Analiza wrażliwości IRR inwestycji w energetyce wiatrowej

Capex, tys. PLN/MW Capex, tys. PLN/MW	Produktywność / Productivity						
		30,0%	32,5%	35,0%	37,5%	40,0%	42,5%
7 000		8,1%	9,2%	10,3%	11,3%	12,3%	13,3%
7 500		7,5%	8,6%	9,7%	10,7%	11,6%	12,6%
8 000		7,0%	8,1%	9,1%	10,1%	11,0%	11,9%
8 500		6,6%	7,6%	8,6%	9,5%	10,4%	11,3%

Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA.

Table 6. IRR sensitivity analysis of investment in wind energy

Source: Baker Tilly TPA own study.

Przedstawiona analiza wrażliwości potwierdza duże znaczenie wskaźnika produktywności, który jest pochodną m.in. wietrzności danej lokalizacji. Spadek produktywności z 35 do 30% przy Capexie 7,5 mln PLN/MW powoduje obniżenie wewnętrznej stopy zwrotu projektu o 2,2 punktu procentowego. Z kolei każde zwiększenie Capexu o 500 tys. PLN/MW zmniejsza IRR o około 0,6–0,7 punktu procentowego.

The presented sensitivity analysis confirms the significant importance of the productivity ratio, which is derived, among other factors, from wind conditions of a given location. A decrease in productivity from 35% to 30% with a Capex of PLN 7.5 million/MW reduces the project's internal rate of return by 2.2 percentage points. Conversely, every PLN 500,000/MW increase in Capex reduces the IRR by approximately 0.6–0.7 percentage points.

Przyjmując założenia wykorzystane w analizie opłacalności inwestycji, skalkulowaliśmy także uśredniony koszt energii elektrycznej (ang. *LCOE*), który mieści się w zakresie 240–320 PLN/MWh w cenach realnych w zależności od indywidualnych cech projektu. Głównymi zmiennymi mającymi wpływ na poziom LCOE są nakłady inwestycyjne na wybudowanie farmy, gotówkowe koszty operacyjne oraz średnioważony koszt kapitału, a także produktywność turbin. Droższe projekty będą się zazwyczaj charakteryzować większą produktywnością, co niweluje wpływ wyższych nakładów inwestycyjnych na LCOE (tabela poniżej).

Tabela 7. Analiza wrażliwości LCOE inwestycji w energetyce wiatrowej

Capex, tys. PLN/MW Capex, tys. PLN/MW	Produktywność / Productivity						
		30,0%	32,5%	35,0%	37,5%	40,0%	42,5%
	7 000	307,8	284,1	263,8	246,2	230,8	217,3
	7 500	321,1	296,4	275,2	256,9	240,8	226,7
	8 000	334,4	308,7	286,6	267,5	250,8	236,1
	8 500	347,7	321,0	298,0	278,2	260,8	245,4

Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA.

6.2. Perspektywa dewelopera

Inwestor strategiczny może rozwijać własne projekty farm wiatrowych lub zdecydować się na zakup projektu od dewelopera w preferowanej fazie inwestycyjnej, np. 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 (25–30 lat) lub okres krótszy, jeżeli inwestor zakłada wyjście z inwestycji po kilku latach (może tak być np. 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 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 dyskon-

Using the assumptions applied in the investment feasibility analysis, we also calculated the levelized cost of electricity (LCOE), which ranges from PLN 240 to 320/MWh in real terms, depending on the project’s specific characteristics. The main variables affecting the LCOE level are capital expenditures for farm construction, cash operating costs, the weighted average cost of capital, and turbine productivity. More expensive projects will typically feature higher productivity, which offsets the impact of higher capital expenditures on the LCOE (table below).

Table 7. LCOE sensitivity analysis for wind energy investments

Capex, tys. PLN/MW Capex, tys. PLN/MW	Produktywność / Productivity						
		30,0%	32,5%	35,0%	37,5%	40,0%	42,5%
	7 000	307,8	284,1	263,8	246,2	230,8	217,3
	7 500	321,1	296,4	275,2	256,9	240,8	226,7
	8 000	334,4	308,7	286,6	267,5	250,8	236,1
	8 500	347,7	321,0	298,0	278,2	260,8	245,4

Source: Prepared by Baker Tilly TPA.

6.2. Developer’s perspective

A strategic investor may develop its own wind farm projects or decide to purchase a project from a developer at a preferred investment stage, e.g., in the so-called ready-to-build phase (a project with a building permit) or after CoD (a project already built that has started producing electricity). The strategic investor’s perspective typically covers the farm’s lifespan (25–30 years) or a shorter period if the investor plans to exit the investment after a few years (this may be the case, for example, with investment funds). It is, however, longer than the developer’s perspective, as the developer typically intends to sell the project by CoD or earlier.

The value of a wind farm project for a strategic investor depends on the future cash flows generated by the project, which are influenced by many of the aspects described earlier. The most important factor beyond the control of an investor not operating within an auction system or under a PPA regime is the future energy prices at which electricity will be sold. The attractiveness of the investment is also determined by the internal characteristics of the project, the most important of which are: (1) productivity, which affects the amount of energy produced, (2) the level of future cash costs, and (3) the value of the investment expenditures required to commission the wind farm. 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

towej, 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.

Dokonałymi oszacowania wartości projektu *ready-to-build* (RTB) w przeliczeniu na MW w zależności od produktywności 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 2027 r. Większość przyjętych założeń nie uległa zmianie. Zmieniła się jedynie wysokość nakładów inwestycyjnych na 1 MW mocy, tj. została obniżona o część dotyczącą zakupu praw do projektu. W ten sposób wyznaczyliśmy maksymalną wartość praw do danego projektu, przy której inwestor kupujący projekt osiąga zakładany zwrot. Brak wartości w tabeli (tabela 8) oznacza, że wartość praw do projektu jest zerowa z punktu widzenia kupującego, ponieważ projekt, przy zakładanym poziomie wskaźnika wykorzystania mocy oraz innych niezmiennych założeniach, nie generuje odpowiednich przepływów pieniężnych wymaganych do osiągnięcia zakładanego zwrotu z inwestycji. W rzeczywistości cena projektu zależy również od aktualnej sytuacji rynkowej, w tym podaży oraz popytu na projekty oraz ich indywidualnych cech.

cash flows will imply the price for a given project from the investor's perspective.

The wind farm developer's perspective is closely tied to prevailing market conditions (energy prices, market cost of capital, etc.). When negotiating the project's sale price between the wind farm developer and a strategic investor, the developer should consider factors affecting the project's attractiveness from the investor's perspective. Higher market/auction prices for electricity will increase the project's attractiveness and lead to a higher transaction price. The project's efficiency will also influence the developer's compensation; that is, higher productivity, lower future cash costs, and lower capital expenditures will translate into a higher transaction price. The cost of capital for the bidder (strategic investor) is also significant, as it determines the price they are willing to pay. Large entities with a strong financial position are able to raise capital more cheaply and may therefore be willing to pay a higher price. However, the developer's benchmark should be the market cost of capital.

We estimated the value of a ready-to-build (RTB) project per MW based on productivity and the strategic investor's cost of capital. The analysed project was a hypothetical 30 MW wind farm described in the previous subsection on IRR sensitivity analysis, which will begin operations in the second half of 2027. Most of the assumptions remain unchanged. Only the amount of capital expenditure per 1 MW of capacity has changed, i.e., it has been reduced by the portion related to the purchase of project rights. In this way, we determined the maximum value of the rights to a given project at which the investor purchasing the project achieves the expected return. The absence of a value in the table (Table 8) means that the value of the project rights is zero from the buyer's perspective, because the project, given the assumed capacity utilization rate and other unchanged assumptions, does not generate the cash flows required to achieve the targeted return on investment. In reality, the project price also depends on the current market situation, including supply and demand for projects and their individual characteristics.

Tabela 8. Analiza wrażliwości wartości projektu RTB farmy wiatrowej, w mln PLN/MW

Koszt finansowania inwestora strategicznego The cost of financing a strategic investor	Wskaźnik wykorzystania mocy/ Wskaźnik wykorzystania mocy						
		30,0%	32,5%	35,0%	37,5%	40,0%	42,5%
	12,0%	–	–	–	–	0,37	0,86
	11,0%	–	–	–	0,34	0,91	1,48
	10,0%	–	–	0,29	0,91	1,53	2,16
	9,0%	–	0,20	0,89	1,57	2,26	2,95
	8,0%	0,08	0,83	1,59	2,35	3,11	3,87
	7,0%	0,74	1,58	2,42	3,26	4,10	4,94

Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA.

Table 8. Sensitivity analysis of the RTB wind farm project’s value, in million PLN/MW

Source: Baker Tilly TPA own study.

W wariantcie bazowym założyliśmy rynkową ścieżkę cen energii oraz średni ważony koszt kapitału na poziomie 8,0%. Przyjmując powyższe założenia, szacujemy, że cena za 1 MW mocy projektu farmy wiatrowej (przed rozpoczęciem budowy) wynosi około 1,59 mln PLN (około 370 tys. EUR przy kursie EUR/PLN 4,30). Cena za prawa projektowe wynosi zazwyczaj od 150 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 wpłynęły też regulacje odległościowe, które w dużym stopniu ograniczyły liczbę lokalizacji do budowy farm wiatrowych.

Zgodnie z przedstawioną tabelą prawidłowe oszacowanie kosztu kapitału oraz określenie produktywności ma niebagatelne znaczenie dla wyceny projektu. Powyższa analiza jest jedynie uproszczonym oszacowaniem na podstawie modelowej farmy wiatrowej. W rzeczywistości wartość konkretnego projektu będzie zależeć od jego indywidualnych cech oraz uwarunkowań rynkowych.

6.3. Wpływ niskich oraz ujemnych cen energii oraz ograniczeń produkcji na rentowność projektu

W ostatnich latach coraz częściej mamy do czynienia z ujemnymi cenami energii oraz ograniczeniami produkcji źródeł odnawialnych. Sytuacja ta występuje często w tych samych okresach i wynika z wysokiej produkcji OZE, która powoduje trudności w zbilansowaniu systemu elektroenergetycznego. Liczba godzin z ujemną ceną wzrosła do około 350 w 2025 r. ze 199 w 2024 r. W 2026 r. do końca marca odnotowaliśmy 48 godzin z ujemną ceną. Ceny poniżej zera występują najczęściej w godzinach szczytowej produkcji paneli fotowoltaicznych i negatywnie wpływają głównie na ich rentowność. Do tej pory wpływ na instalacje wiatrowe był ograniczony.

In the base case, we assumed a market-based energy price path and a weighted average cost of capital of 8.0%. Based on these assumptions, we estimate that the price per 1 MW of wind farm capacity (prior to construction) is approximately PLN 1.59 million (approximately EUR 370,000 at a EUR/PLN exchange rate of 4.30). The price for project rights typically ranges from EUR 150,000 to as much as EUR 600,000 and depends on the project’s attractiveness. 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. Distance regulations have also contributed to the high costs of project rights, as they have significantly limited the number of locations available for wind farm construction.

As shown in the table, accurately estimating the cost of capital and determining productivity is of paramount importance for project valuation. The above analysis is merely a simplified estimate based on a model wind farm. In reality, the value of a specific project will depend on its individual characteristics and market conditions.

6.3. Impact of low and negative energy prices and production curtailments on project profitability

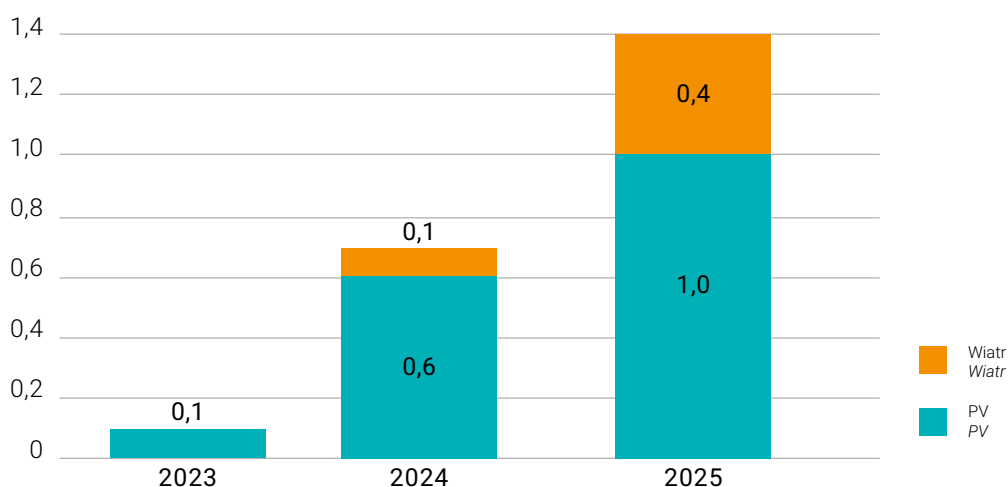
In recent years, we have increasingly encountered negative energy prices and production curtailments for renewable energy sources. This situation often occurs during the same periods and results from high renewable energy production, which causes difficulties in balancing the power system. The number of hours with negative prices rose to approximately 350 in 2025 from 199 in 2024. By the end of March 2026, we recorded 48 hours with negative prices. Prices below zero occur most frequently during peak production hours of photovoltaic panels and primarily negatively impact their profitability. To date, the impact on wind installations has been limited.

W ostatnich latach w Polsce nasila się także zjawisko nierynkowego redysponowania (ang. curtailment), które polega na przymusowym wyłączeniu instalacji wiatrowych i słonecznych. Taka sytuacja występuje w przypadku wyczerpania innych możliwości bilansowania systemu. W 2024 r. ograniczono w ten sposób 0,7 TWh energii, podczas gdy w 2025 r. było to już około 1,4 TWh, w tym około 0,4 TWh energii z farm wiatrowych. Do końca marca bieżącego roku ograniczono łącznie prawie 0,3 TWh energii, o 84% więcej niż w analogicznym okresie roku poprzedniego.

Lately, the phenomenon of non-market curtailment has also been intensifying in Poland, which involves the forced shutdown of wind and solar installations. This situation occurs when other options for balancing the system have been exhausted. In 2024, 0.7 TWh of energy was curtailed in this manner, while in 2025 the figure was already approximately 1.4 TWh, including about 0.4 TWh of energy from wind farms. By the end of March of this year, a total of nearly 0.3 TWh of energy had been curtailed, 84% more than in the same period of the previous year.

Wykres 25. Wolumen nierynkowego redysponowania w podziale na PV i wiatr, TWh

Chart 25. Volume of non-market redispatching broken down by PV and wind, TWh



Źródło: Baker Tilly TPA na podstawie danych Forum Energii.

Source: Baker Tilly TPA based on data from Forum Energii.

Redysponowanie objęło około 1,6% rocznej produkcji farm wiatrowych w 2025 r. Przy założeniu utrzymania takiego poziomu ograniczeń przez cały okres eksploatacji farmy wiatrowej wewnętrzna stopa zwrotu (IRR) dla projektu referencyjnego obniżyłaby się o około 0,24 punktu procentowego, natomiast LCOE wzrósłby o około 5 PLN/MWh. Oznacza to, że dotychczasowy wpływ ograniczeń generacji na rentowność projektów wiatrowych pozostaje relatywnie niewielki.

Redispatching accounted for approximately 1.6% of annual wind farm production in 2025. Assuming that such a level of curtailment is maintained throughout the wind farm's operational life, the internal rate of return (IRR) for the reference project would decrease by approximately 0.24 percentage points, while the LCOE would increase by approximately 5 PLN/MWh. This means that the impact of generation curtailments on the profitability of wind projects remains relatively small to date.

Za ograniczenia produkcji przewidziane są mechanizmy rekompensat, które mogą w istotnym stopniu kompensować skutki niższych przychodów ze sprzedaży energii. Kluczowe znaczenie ma jednak treść umowy przyłączeniowej – w szczególności zapisy dotyczące gwarancji niezawodności odbioru energii. W przypadku braku odpowiednich postanowień prawo do rekompensaty może nie przysługiwać. W ramach aukcyjnego systemu wsparcia istnieje ponadto możliwość zaliczenia energii objętej redukcją do realizacji wolumenu zobowiązań aukcyjnych. Co więcej, planowany rozwój magazynów energii może w przyszłości przyczynić się do ograniczenia skali redysponowania.

Compensation mechanisms are in place for generation curtailments, which can significantly offset the effects of lower revenue from energy sales. However, the content of the grid connection agreement is of key importance – in particular, the provisions regarding the guarantee of reliable energy offtake. In the absence of appropriate provisions, the right to compensation may not apply. Under the auction-based support system, there is also the possibility of counting energy subject to curtailment toward the fulfillment of auction obligations. Furthermore, the planned development of energy storage facilities may help reduce the scale of curtailment in the future.

6.4. Wpływ *cable pooling* na rentowność projektu

W związku z wysoką skalą odmów wydawania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej coraz większe znaczenie w procesie rozwoju projektów OZE zyskuje *cable pooling*, czyli współdzielenie infrastruktury przyłączeniowej przez co najmniej dwie instalacje odnawialnych źródeł energii – najczęściej farmę wiatrową i fotowoltaiczną. Rozwiązanie to pozwala na odblokowanie możliwości przyłączenia nowych instalacji w lokalizacjach o ograniczonej dostępności mocy przyłączeniowych, a jednocześnie może przyczyniać się do poprawy bilansowania systemu elektroenergetycznego poprzez częściowe wygładzenie profilu generacji. Profile produkcji energii z wiatru i słońca są bowiem w pewnym stopniu komplementarne – generacja wiatrowa dominuje częściej w godzinach nocnych i sezonie zimowym, podczas gdy fotowoltaika produkuje głównie w ciągu dnia i w okresie letnim.

Z perspektywy ekonomicznej *cable pooling* może pozytywnie wpływać na rentowność projektów OZE, przede wszystkim poprzez ograniczenie kosztów związanych z przyłączeniem do sieci. Koszty infrastruktury przyłączeniowej oraz opłat sieciowych są w takim modelu dzielone pomiędzy dwie instalacje, co skutkuje obniżeniem jednostkowego CAPEX w porównaniu z realizacją dwóch niezależnych projektów z osobnymi przyłączami. Dodatkową korzyścią jest bardziej stabilny i przewidywalny profil produkcji, który przekłada się na niższe koszty profilu handlowego oraz potencjalnie mniejsze ryzyko redysponowania nierynkowego w okresach nadpodaży energii w systemie.

Połączenie dwóch technologii OZE w ramach jednego punktu przyłączenia może również poprawiać parametry bankowości projektu. Projekty realizowane w formule *cable pooling* są często postrzegane przez odbiorców energii jako bardziej atrakcyjne w ramach długoterminowych kontraktów PPA, ponieważ oferują bardziej wyrównany wolumen dostaw i mniejszą zmienność godzinową produkcji. W obecnych realiach rynkowych taki profil jest coraz częściej premiowany, co może przełożyć się na lepsze warunki cenowe lub kontraktowe, choć efekt ten ma zazwyczaj charakter umiarkowany i silnie zależy od konkretnej struktury PPA.

Jednocześnie należy podkreślić, że wpływ *cable pooling* na wskaźniki rentowności (IRR, LCOE) był do tej pory raczej niewielki. Kluczowe korzyści finansowe wynikają głównie z redukcji kosztów przyłączenia oraz poprawy warunków sprzedaży energii, natomiast sam *cable pooling* nie eliminuje fundamentalnych ryzyk rynkowych – takich jak zmienność cen energii czy sezonowość produkcji. Dodatkowym ograniczeniem pozostaje także asymetria w dostępie do systemów wsparcia – w szczególności aukcyjnego – która w praktyce utrudnia równorzędne objęcie obu instalacji funkcjonujących na wspólnym przyłączy.

Istotną barierą dla dalszego wzrostu efektywności projektów *cable pooling* był brak pełnej możliwości integracji niezależ-

6.4. Impact of cable pooling on project profitability

Due to the high rate of refusals to issue grid connection conditions, cable pooling – the sharing of connection infrastructure by at least two renewable energy installations, most commonly a wind farm and a solar farm – is gaining increasing importance in the development of renewable energy projects. This solution unlocks the possibility of connecting new installations in locations with limited grid connection capacity, while simultaneously contributing to improved power system balancing by partially smoothing the generation profile. This is because the generation profiles of wind and solar power are to some extent complementary – wind generation tends to dominate during nighttime hours and in the winter season, while solar power is produced mainly during the day and in the summer.

From an economic perspective, cable pooling can positively impact the profitability of renewable energy projects, primarily by reducing costs associated with grid connection. In this model, the costs of connection infrastructure and grid fees are shared between the two installations, resulting in lower unit CAPEX compared to implementing two independent projects with separate connections. An additional benefit is a more stable and predictable generation profile, which translates into lower commercial profile costs and potentially lower risk of non-market curtailment during periods of energy oversupply in the system.

Combining two renewable energy technologies at a single connection point can also improve a project's bankability. Projects implemented using cable pooling are often viewed by energy buyers as more attractive for long-term PPAs, as they offer a more consistent supply volume and lower hourly production variability. In the current market environment, such a profile is increasingly valued, which may translate into better pricing or contractual terms, although this effect is typically moderate and strongly depends on the specific PPA structure.

At the same time, it should be emphasized that the impact of cable pooling on profitability metrics (IRR, LCOE) has so far been rather limited. The key financial benefits stem mainly from reduced connection costs and improved energy sales terms, while cable pooling itself does not eliminate fundamental market risks – such as energy price volatility or the seasonality of production. An additional limitation is the asymmetry in access to support schemes – particularly auctions – which in practice hinders the equal inclusion of both installations operating on a shared connection point.

A significant barrier to further increasing the efficiency of cable pooling projects was the lack of full integration

nych magazynów energii w ramach jednego przyłącza, co ograniczało potencjał dalszego zmniejszenia curtailmentu i lepszego wykorzystania mocy zainstalowanej. Na moment sporządzania raportu rząd przyjął przepisy przewidujące rozszerzenie formuły współdzielenia przyłącza również na magazyny energii oraz uproszczenie procedur administracyjnych. Wejście tych regulacji w życie istotnie zwiększy ekonomiczną atrakcyjność *cable pooling* w szczególności dla projektów farm fotowoltaicznych. Na ten moment dołożenie magazynu energii do farmy wiatrowej nie wpływa istotnie na rentowność projektu, jednak może być uzasadnione w konkretnych przypadkach, np. w sytuacji wysokiego poziomu redysponowania.

6.5. Transakcje M&A na rynku onshore w Polsce

Alternatywnym 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 oraz możliwość wejścia na rynek inwestorów zagranicznych niezających lokalnych realiów. Przedmiotem transakcji są też spółki celowe rozwijające projekty farm wiatrowych. Zidentyfikowaliśmy kilkadziesiąt transakcji, które miały miejsce w ostatnich latach, jednak tylko dla części z nich dostępne są szczegóły finansowe zawartych umów. Nie wszystkie transakcje są też publicznie ujawniane. W 2025 r. zidentyfikowaliśmy jedynie cztery (tabela poniżej), co częściowo wynika z wyczerpywania się dostępnych lokalizacji pod farmy wiatrowe.

Tabela 9. Zestawienie wybranych transakcji M&A w Polsce na rynku lądowych farm wiatrowych – styczeń 2025 – marzec 2026

Farma wiatrowa/projekt <i>Wind farm/project</i>	Nabywca <i>Buyer</i>	Data transakcji <i>Transaction date</i>	Faza rozwoju <i>Development phase</i>	Moc zainstalowana (MW) <i>Installed capacity (MW)</i>	Data przyłączenia <i>Date of connection</i>
6 farm wiatrowych <i>6 wind farms</i>	Enea	26.03.2025	Operacyjna <i>Operational</i>	84,5 MW oraz dodatkowo farma PV w fazie RtB o mocy 25 MW <i>84.5 MW and an additional 25 MW PV farm in the RtB phase</i>	2021–2023
Farma Pelpin / <i>Pelpin Farm</i>	Enea	22.04.2025	W budowie <i>Under construction</i>	83	2025
Cztery farmy wiatrowe / <i>Four wind farms</i> : Skibno, Zaklików, Nowe Miasto Lubawskie, Jabłonowo Pomorskie	Enea	27.05.2025	Operacyjna / w budowie <i>Operational / under construction</i>	33	2026 – Zaklików, Nowe Miasto Lubawskie, Jabłonowo Pomorskie
Farma wiatrowa (12 MW) oraz projekty farm wiatrowych i PW o mocy 370 MW <i>Wind farm (12 MW) and wind farm and solar power plant projects with a capacity of 370 MW</i>	Eurowind Holding SA	12.12.2025	Operacyjna / projekty <i>Operational / projects</i>	12 MW (operacyjne) <i>(operational)</i>	b.d. / N/A

capabilities for independent energy storage facilities within a single connection, which limited the potential for further curtailment reduction and better utilization of installed capacity. At the time of this report's preparation, the government had adopted regulations extending the connection-sharing formula to include energy storage facilities and simplifying administrative procedures. The entry into force of these regulations will significantly increase the economic attractiveness of cable pooling, particularly for photovoltaic farm projects. At this time, adding an energy storage facility to a wind farm does not significantly affect the project's profitability, but may be justified in specific cases, e.g., in situations of high curtailment levels.

6.5. M&A transactions in the onshore market in Poland

An alternative way to invest in onshore wind energy is to acquire a project through an M&A transaction. This approach has many advantages, including the ability to bypass part or all of the development phase and the opportunity for foreign investors unfamiliar with local conditions to enter the market. Special purpose vehicles developing wind farm projects are also the subject of such transactions. We have identified several dozen transactions that have taken place in recent years, but financial details of the agreements are available only for some of them. Not all transactions are publicly disclosed either. In 2025, we identified only four (table below), which is partly due to the depletion of available sites for wind farms.

Table 9. List of selected M&A transactions in the Polish onshore wind farm market – January 2025–March 2026

Farma wiatrowa/projekt <i>Wind farm/project</i>	Nabywca <i>Buyer</i>	Data transakcji <i>Transaction date</i>	Faza rozwoju <i>Development phase</i>	Moc zainstalowana (MW) <i>Installed capacity (MW)</i>	Data przyłączenia <i>Date of connection</i>
Farma wiatrowa Dzwola <i>Dzwola Wind Farm</i>	PGE	29.01.2026	Operacyjna <i>Operational</i>	35	2025
Farma wiatrowa Legnica <i>Legnica Wind Farm</i>	N/A	23.03.2026	Projekt <i>Project</i>	72	b.d. / N/A

Źródło: Baker Tilly TPA.

Source: Baker Tilly TPA.

Podobnie jak w latach 2023–2024 głównymi nabywcami były spółki Skarbu Państwa, głównie Enea. Większość transakcji dotyczyła farm w fazie operacyjnej lub w budowie. W analizowanym okresie ceny farm wiatrowych wynosiły około 9–11 mln PLN za MW dla nowo wybudowanej farmy. Jest to mniej niż w rekordowym 2023 r., kiedy maksymalna cena przekroczyła 13 mln PLN za MW. Spadek wycen farm wynika głównie z niższych cen energii. Przyczyną mogą też być indywidualne cechy projektu, takie jak moc i produktywność turbiny, wietrzność lub zabezpieczone ceny sprzedaży.

As in 2023–2024, the main buyers were state-owned companies, primarily Enea. Most transactions involved farms in the operational phase or under construction. During the analyzed period, wind farm prices were approximately PLN 9–11 million per MW for a newly built farm. This is lower than in the record-breaking year of 2023, when the maximum price exceeded PLN 13 million per MW. The decline in farm valuations is mainly due to lower energy prices. It may also be due to individual project characteristics, such as turbine capacity and productivity, wind conditions, or secured sales prices.

7 Wybrane kwestie podatkowe

7.1. 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:
- grunty,
 - budynki lub ich części oraz
 - budowle lub ich części związane z prowadzeniem działalności gospodarczej.

W związku z orzeczeniem Trybunału Konstytucyjnego z 4 lipca 2023 r. (sygn. akt SK 14/21), który orzekł m.in. o niekonstytucyjności definicji budowli zawartej w przepisach, z dniem 1 stycznia 2025 r. doszło do zmiany przepisów w tym zakresie. Zgodnie z nowym brzmieniem regulacji budowlą są m.in.:

- obiekty wymienione w załączniku 4 do ustawy (m.in. linie elektroenergetyczne wraz z konstrukcją, drogi, place, obiekty kontenerowe trwale związane z gruntem, ogrodzenie) wraz z instalacjami;
- urządzenia budowlane – w tym przyłącza i urządzenia techniczne bezpośrednio związane z budynkiem lub budowlą z punktu 1 powyżej;

Selected tax issues

7.1. Property tax on onshore wind farms

In addition to income tax, a significant tax burden for wind farm operators 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).

Taxable base

The following are subject to property tax:

- land,
- buildings or parts thereof, and
- structures or parts thereof related to the conduct of business activities.

In connection with the ruling of the Constitutional Tribunal of July 4, 2023 (case no. SK 14/21), which ruled, among other things, that the definition of a structure contained in the regulations was unconstitutional, the regulations in this regard were amended as of January 1, 2025. According to the new wording of the regulations, structures include, among others:

- facilities listed in Annex 4 to the Act (including power lines along with their structures, roads, yards, container structures permanently attached to the ground, and fences) along with their installations;
- construction equipment – including connections and technical equipment directly associated with a building or structure from point 1 above;

- elektrownie wiatrowe – wyłącznie w zakresie części budowlanych;
- urządzenia techniczne – wyłącznie w zakresie części budowlanych oraz fundamenty pod maszyny i urządzenia techniczne, wzniesione w wyniku robót budowlanych.

Z perspektywy ustalenia podmiotu opodatkowania (podatnika) istotne jest określenie statusu prawnego do własności farmy wiatrowej. Zasadniczo podatnikiem podatku od nieruchomości jest właściciel 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 najczęściej to inwestorzy występują w charakterze podatnika podatku od nieruchomości, wskazując, iż instalacje elektrowni wiatrowej wchodziły w skład ich przedsiębiorstwa i nie należą do części składowych nieruchomości gruntowych, a połączenie instalacji z gruntem ma charakter połączenia dla tzw. przemijającego użytku i 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 może być jednak 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.

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 – wartość początkowa ustalona dla celów podatku dochodowego na dzień 1 stycznia roku podatkowego, stanowiąca podstawę obliczania amortyzacji w tym roku (z uwzględnieniem ulepszeń), niepomniejszona o odpisy amortyzacyjne, a w przypadku budowli całkowicie zamortyzowanych – ich wartość z 1 stycznia roku, w którym dokonano ostatniego odpisu amortyzacyjnego. W przypadku gdy od budowli lub ich części nie dokonuje się odpisów amortyzacyjnych, podstawę opodatkowania stanowi ich wartość rynkowa.

W przypadku nowo wybudowanych nieruchomości obowiązek podatkowy powstaje z dniem 1 stycznia roku następującego po roku zakończenia budowy (tzw. wakacje podatkowe).

Stawka podatku od nieruchomości wyrażona jest kwotowo w przeliczeniu na metr kwadratowy w stosunku do gruntów (i w 2026 r. może wynieść maksymalnie 1,45 PLN za m²)

- wind power plants – exclusively with respect to their structural components;
- technical equipment – exclusively with respect to the structural components and foundations for machinery and technical equipment, erected as a result of construction work.

From the perspective of determining the taxable entity (the taxpayer), it is important to establish the legal ownership status of the wind farm. Generally, the property owner is the taxpayer for property tax. This also applies to a wind farm located on land owned by a third party and used by the investor under a civil law agreement (which constitutes the vast majority of cases). In practice, it is most often the investors who act as the real estate taxpayers, arguing that the wind farm installations are part of their business and do not constitute components of the land property, and that the connection between the installations and the land is of a temporary nature and therefore not permanent. Thus, such installations do not constitute components of real property that cannot be the separate subject of ownership or other real rights. However, this approach may be subject to dispute. As a result, it may be determined that the landowner is not formally exempt from property tax liabilities arising from the installation of a wind turbine on the property.

Amount of the property tax liability

The amount of the property tax liability depends on the taxable object, which determines both the rules for establishing the tax base and the applicable property tax rate.

For land, the tax base is the total area, and for buildings or parts thereof, the usable area. For structures or parts thereof, however, it is the initial value determined for income tax purposes as of January 1 of the tax year, which serves as the basis for calculating depreciation for that year (taking improvements into account), not reduced by depreciation write-offs, and in the case of structures that are fully depreciated – their value as of January 1 of the year in which the last depreciation write-off was made. If no depreciation write-offs are made for structures or parts thereof, the tax base is their market value.

For newly constructed properties, the tax liability arises on January 1 of the year following the year of completion (the so-called tax holiday).

The property tax rate is expressed as a fixed amount per square meter for land (and in 2026 may amount to a maximum of PLN 1.45 per m²) and buildings (in 2026,

i budynków (w 2026 r. maksymalnie 35,53 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, natomiast jednostki samorządu terytorialnego mogą ustalać stawki indywidualnie na swoim obszarze, przy czym nie mogą być one wyższe od powyższych stawek ustawowych.

7.2. Podatek dochodowy. Amortyzacja elektrowni wiatrowych

Stawki amortyzacyjne

Wydatki poniesione na nabycie lub budowę farmy wiatrowej z reguły 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 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

a maximum of PLN 35.53 per m²), while for structures the tax is a cadastral tax and amounts to up to 2% of the tax base (determined in accordance with the rules outlined above). The above are maximum rates; however, local government units may set rates individually within their jurisdiction, provided they do not exceed the statutory rates mentioned above.

7.2. Income tax. Depreciation of wind farms

Depreciation rates

Expenses incurred for the acquisition or construction of a wind farm are generally allocated to the initial value of the fixed assets and intangible assets comprising the wind farm and are deductible as tax costs through depreciation write-offs.

In accordance with established interpretive practice, for tax depreciation purposes, a wind turbine should not be treated as a single unit but should be divided into a structural and non-structural component (similar to the treatment for property tax purposes), and the appropriate depreciation rates should be applied to these distinct components. Thus towers, platforms, and foundations of wind power plants are classified in Group 201 of the Classification of Fixed Assets (KŚT) as “structures on wind power plant sites” and depreciated at a rate of 4.5%. Technical components are classified under Group 346 of the KŚT (“wind power generation units”), and their depreciation should be calculated using the straight-line method at 7% or the declining-balance method with a factor of 2.0 (rate of 14%). Another fixed asset significant from the perspective of wind farm depreciation is MV and HV power cables and grid connections. In accordance with established practice, these fixed assets are classified under KŚT Group 2 (KŚT 211), and a straight-line rate of 10% applies to their depreciation. It is worth noting, however, that for tax purposes, the 10% rate applies to assets in KŚT Group 211, but only those classified as “intra-plant utility lines.” In all other cases, a 4.5% rate applies. The final classification of an investment in a connection to the distribution or transmission network of the DSO/TSO depends on numerous variables, including detailed design specifications, the connection point (i.e., the property boundary between the investor’s and the operator’s infrastructure), the method of investment settlement agreed upon with the operator, etc.

For the depreciation of access and service roads (KŚT 220), a straight-line depreciation rate of 4.5% is applied.

In addition to the investment components listed above, there are many others in practice (switchgear, lighting, fencing, other equipment, cable ducts, etc.) that require individual

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.

O ile przepisy o podatkach dochodowych zawierają definicje ceny nabycia czy kosztu wytworzenia, o tyle wskazane w nich kategorie nie stanowią katalogu zamkniętego. Ogólną zasadą 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 a 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 zazwyczaj 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 istnieją 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

classification and the determination of the appropriate depreciation rate for tax purposes.

It should be noted that the tax authority is not authorized to classify fixed assets into the appropriate group. This classification should be performed by the taxpayer themselves, who, in case of doubt, may seek assistance from the relevant statistical authority (GUS). Obtaining confirmation of the KŚT classification from the statistical authority is considered decisive in determining the appropriate depreciation rate for tax purposes.

Determining the initial value

The initial value of fixed assets for tax depreciation purposes is determined in accordance with specific regulations; for example, in the case of a purchase for consideration, based on the purchase price, and in the case of production, based on the production cost of the fixed asset.

While income tax regulations contain definitions of purchase price or production cost, the categories listed therein do not constitute an exhaustive list. The general rule is that costs related to acquisition or production incurred prior to the date the fixed asset is put into use increase its initial value.

Practice shows that the most significant categories of costs incurred for fixed assets within a wind farm that raise doubts regarding their classification as components of the initial value of tax-purpose fixed assets include connection fees, lease payments, fees related to the change of land use and its exclusion from agricultural production, costs of establishing transmission easements, fees for consulting services, as well as exchange rate differences and investment financing costs.

Differences between balance sheet and tax depreciation

In Polish practice, tax and accounting depreciation often constitute separate settlement systems, which also applies to the wind energy sector.

Differences in the tax and accounting frameworks in Poland typically necessitate the use of different initial values for tax and accounting depreciation. This stems primarily from differences in the recognition of financial costs (interest and exchange rate differences) under these two systems. Furthermore, there are differences in tax and accounting depreciation rates. Tax depreciation rates are limited by law. In contrast, while accounting standards often permit the use of tax rates for accounting purposes as well, they just as often do not allow for this, especially when doing so would result in an excessive extension of depreciation beyond the

powodowałoby nadmierne wydłużenie amortyzacji ponad okres przewidywanego użytkowania składnika majątku. W efekcie podatnicy nierzadko prowadzą odrębne tabele amortyzacyjne dla celów bilansowych i podatkowych.

Rezerwa na koszty demontażu – różnice w ujęciu bilansowym i podatkowym

W przypadku farm wiatrowych jednym z istotnych źródeł rozbieżności pomiędzy wynikiem bilansowym a podatkowym może być ujęcie rezerwy na przyszłe koszty demontażu instalacji po zakończeniu jej eksploatacji i przywrócenia terenu do stanu pierwotnego (ang. *Asset Retirement Obligation*; ARO). Obowiązek demontażu turbin wiatrowych czy innych elementów infrastruktury energetycznej oraz przywrócenia terenu do stanu pierwotnego jest dziś standardowym elementem decyzji administracyjnych i umów dzierżawy. Bilansowo koszt ten co do zasady jest rozliczany w czasie przez okres eksploatacji projektu. Odmienne wygląda to na gruncie CIT. Utworzenie rezerwy na demontaż nie stanowi kosztu uzyskania przychodu w momencie jej utworzenia, a przepisy podatkowe nie pozwalają co do zasady na uwzględnienie szacowanych kosztów likwidacji w wartości początkowej środka trwałego. W rezultacie podatkowe rozliczenie tych wydatków następuje dopiero w momencie ich faktycznego poniesienia, zazwyczaj pod koniec życia projektu. Powoduje to powstanie istotnych różnic przejściowych między wynikiem rachunkowym a podatkowym oraz może prowadzić do sytuacji, w której ekonomicznie koszt demontażu zostanie rozpoznany podatkowo bardzo późno albo z ograniczoną praktyczną możliwością jego wykorzystania z uwagi na niewystarczający bieżący dochód.

Finansowanie inwestycji w farmę wiatrową – ograniczenia w rozliczeniu kosztów

Polskie przepisy przewidują istotne ograniczenia w zakresie zaliczania do kosztów uzyskania przychodów tzw. nadwyżki kosztów finansowania dłużnego (także w drodze amortyzacji). Regulacje te stanowią implementację unijnej Dyrektywy ATAD (ang. *Anti-Tax Avoidance Directive*) i mają na celu zapobieganie nadmiernemu wykorzystaniu finansowania dłużnego w celu obniżenia zobowiązań podatkowych. Podatnicy są zobowiązani wyłączyć z kosztów uzyskania przychodów te koszty finansowania dłużnego, których nadwyżka przekracza wyższą z dwóch kwot:

- 3 mln PLN,
- 30% tzw. podatkowej EBITDA.

Do niedawna organy podatkowe konsekwentnie uznawały, że wspomniane ograniczenia mają zastosowanie także do projektów związanych z inwestycjami w elektrownie wiatrowe. W ostatnim czasie doszło jednak do zmiany tego stanowiska (na skutek wyroków sądów administracyjnych, w których podatnicy skutecznie powoływali się na wyłączenie stosowania tych ograniczeń wobec

asset's expected useful life. As a result, taxpayers often maintain separate depreciation schedules for balance sheet and tax purposes.

Provision for dismantling costs – differences in balance sheet and tax treatment

In the case of wind farms, one significant source of discrepancies between the balance sheet and tax results may be the recognition of a provision for future costs associated with dismantling the facility at the end of its operational life and restoring the site to its original condition (*Asset Retirement Obligation*; ARO). The obligation to dismantle wind turbines or other energy infrastructure components and restore the site to its original condition is now a standard element of administrative decisions and lease agreements. On the balance sheet, this cost is generally amortized over the project's operational life. The situation is different under corporate income tax (CIT) rules. The creation of a provision for dismantling does not constitute a tax-deductible expense at the time it is established, and tax regulations generally do not allow for the inclusion of estimated decommissioning costs in the initial value of a fixed asset. As a result, the tax treatment of these expenses occurs only when they are actually incurred, typically at the end of the project's life. This results in significant temporary differences between the accounting and tax results and may lead to a situation where, from an economic perspective, the cost of dismantling is recognized for tax purposes very late or with limited practical applicability due to insufficient current income.

Financing a wind farm investment – limitations on cost recognition

Polish regulations impose significant restrictions on the recognition of so-called excess debt financing costs as tax-deductible expenses (including through depreciation). These regulations implement the EU Anti-Tax Avoidance Directive (ATAD) and are intended to prevent the excessive use of debt financing to reduce tax liabilities. Taxpayers are required to exclude from tax-deductible expenses those debt financing costs whose excess exceeds the higher of the following two amounts:

- PLN 3 million,
- 30% of so-called tax EBITDA.

Until recently, tax authorities consistently held that these limitations also applied to projects involving investments in wind power plants. Recently, however, this position has changed (due to administrative court rulings in which taxpayers successfully invoked the exclusion of these limitations for "long-term public infrastructure projects"). Currently, in the individual tax rulings they issue, tax authorities accept

„długoterminowych projektów z zakresu infrastruktury publicznej”). Obecnie w wydawanych interpretacjach indywidualnych organy podatkowe akceptują brak konieczności stosowania ww. ograniczeń do kosztów finansowania projektów energetycznych, w tym także wiatrowych. Dla projektów, które zastosowały powyższe ograniczenia, otwiera się potencjał na złożenie korekty rozliczeń i odzyskania nadpłaconego podatku.

7.3. Rozliczenia w mechanizmie CfD

Rozliczenia spółek wiatrowych z Operatorem Rozliczeń Energii Odnawialnej (OREO) w mechanizmie CfD wpływają na bieżący wynik podatkowy, cash-flow i sposób planowania projektu. W praktyce podatkowej szczególnego znaczenia nabiera moment oraz podstawa dokumentacyjna rozpoznania salda dodatniego i salda ujemnego, ponieważ mechanizm aukcyjny opiera się na miesięcznych rozliczeniach z operatorem rozliczeń, przewiduje kompensowanie salda dodatniego z przyszłym saldem ujemnym, a nierozliczone saldo dodatnie podlega zwrotowi po zakończeniu odpowiedniego okresu rozliczeniowego albo okresu wsparcia. Dla spółek wiatrowych oznacza to, że rozliczenia z OREO nie powinny być traktowane wyłącznie jako techniczny element systemu wsparcia, lecz jako obszar wymagający analizy podatkowej, w szczególności w kontekście momentu ujęcia przychodu lub kosztu, wpływu na wynik w kolejnych latach oraz sposobu dokumentowania rozliczeń w ramach aukcyjnego modelu wsparcia.

7.4. Opodatkowanie VAT kontraktów cPPA

Kontrakty cPPA, w których dochodzi do rzeczywistej dostawy energii, rozliczane są jak dostawa towaru, jakim jest energia elektryczna. 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 wytwórca energii, w związku z zawartym kontraktem, otrzymuje środki tytułem rozliczenia kontraktu, taki wytwórca jest podmiotem świadczącym usługę. Mniej oczywista jest sytuacja odwrotna, gdy 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. Wówczas praktycznym rozwiązaniem może być skorzystanie z możliwości rezygnacji ze

that the aforementioned restrictions do not need to be applied to the financing costs of energy projects, including wind power projects. For projects that have applied these restrictions, there is now an opportunity to file correction of tax returns and recover overpaid tax.

7.3. Settlements under the CfD mechanism

Settlements of wind power companies with the Renewable Energy Settlement Operator (OREO) under the CfD mechanism affect the current taxable income, cash flow, and project planning. In tax practice, the timing and documentary basis for recognizing positive and negative balances are of particular importance, as the auction mechanism is based on monthly settlements with the settlement operator, provides for offsetting a positive balance against a future negative balance, and any unsettled positive balance is subject to a refund upon the conclusion of the relevant settlement period or support period. For wind power companies, this means that settlements with OREO should not be treated solely as a technical element of the support system, but as an area requiring tax analysis, particularly in the context of the timing of revenue or cost recognition, the impact on results in subsequent years, and the method of documenting settlements under the auction-based support model.

7.4. VAT treatment of cPPA contracts

cPPA contracts involving the actual supply of energy are treated as the supply of goods, namely electricity. In the case of virtual power purchase agreements (vPPAs), the current prevailing practice of tax authorities is that this constitutes the provision of services related to financial instruments rather than the supply of energy; consequently, it is possible to avail oneself of the relevant VAT exemption.

In a situation where an energy producer, in connection with a concluded contract, receives funds as settlement for the contract, such a producer is the entity providing the service. Less obvious is the reverse situation, where the energy producer is obligated 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). In that case, the counterparty becomes the VAT taxpayer for the service hedging the energy price, and the producer is the beneficiary.

Treating a vPPA contract as a VAT-exempt financial service may necessitate the application of the so-called pro-rata sales coefficient, which results in a partial limitation of the right to deduct input VAT. In such a case, a practical solution may be to opt out of the exemption by choosing (through

zwolnienia poprzez wybór (w drodze złożenia pisemnego oświadczenia do naczelnika urzędu skarbowego) opodatkowania świadczonych usług finansowych.

7.5. Odwrotne obciążenie VAT przy dostawie energii

Od 2023 r. zmieniły się zasady rozliczenia podatku VAT od niektórych transakcji związanych z dostawą energii. Teraz to nabywca, a nie sprzedawca, jest podmiotem zobowiązanym do rozliczenia. Dotychczas sprzedawca był zobowiązany do wystawienia faktury VAT w kwocie brutto i wpłaty należnego podatku VAT do urzędu skarbowego. 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, 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 mieć pozytywny wpływ na płynność finansową, pozwalając uniknąć konieczności wpłat i odzyskiwania nadpłaconego w ten sposób podatku VAT. Odwrotne obciążenie w giełdowym obrocie profesjonalnym będzie stosowane przynajmniej do 31 grudnia 2026 r.

7.6. 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 przeciwnej sytuacji obowiązek rozliczenia VAT spoczywa na nabywcy na zasadzie tzw. odwróconego obciążenia (ang. *reverse charge*).

7.7. 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 nieposiadającego koncesji na wytwarzanie, przesyłanie, dystrybucję

the submission of a written statement to the head of the tax office) to tax the financial services provided.

7. 5. Reverse VAT charge on energy supply

Starting in 2023, the rules for VAT settlement on certain transactions related to energy supply have changed. Now, it is the buyer, not the seller, who is responsible for settlement. Previously, the seller was required to issue a VAT invoice for the gross amount and pay the due VAT to the tax office. This applies to situations where an energy seller (who is a VAT taxpayer) makes a supply as part of an exchange transaction to another taxpayer whose primary activity regarding the purchase of energy is its resale (and its own consumption is insignificant).

In accordance with these regulations, when the conditions set forth therein are met, the seller issues an invoice for the net amount, and the buyer simultaneously accounts for both output and input VAT in a single return (on a reverse charge basis). In practice, this method of settlement can have a positive impact on cash flow, allowing businesses to avoid the need to pay and recover VAT overpaid in this manner. The reverse charge mechanism in professional exchange trading will apply at least until December 31, 2026.

7.6. VAT on a supply with installation from a foreign entrepreneur

An entrepreneur that purchases wind turbines, including installation, from a foreign contractor (not registered for VAT in Poland) may be required to tax such a transaction 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 their behalf is the place of installation. In practice, it is always necessary to verify whether the foreign supplier has registered as a VAT taxpayer in Poland or was required to do so due to the establishment of a so-called fixed place of business in Poland. In such case, the turbine supplier should charge VAT on the transaction and document it with a Polish VAT invoice, and the purchaser should be entitled to deduct the VAT shown on the invoice. Otherwise, the obligation to account for VAT rests with the purchaser under the so-called reverse charge mechanism.

7.7. Excise tax and cPPA

Under current regulations, the sale of electricity to an end-user is subject to excise tax. An electricity producer selling to a business entity without a license for the generation, transmission, distribution, or trading of electricity is required to pay excise tax by the 25th day of the month

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.

7.8. Obligatoryjny KSeF z perspektywy podatkowej projektów wiatrowych

Krajowy System e-Faktur (KSeF) to państwowy system teleinformatyczny służący do wystawiania, przesyłania, odbierania i przechowywania tzw. faktur ustrukturyzowanych. Był on wdrażany etapowo w 2026 r., a od 1 kwietnia 2026 r. objął zdecydowaną większość podatników (z przejściowym wyłączeniem dla najmniejszych podmiotów do końca 2026 r.). Od tego momentu polskie spółki projektowe są zobowiązane do wystawiania oraz odbierania faktur VAT za pośrednictwem KSeF.

7.9. 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 wiąże się z wieloma zagadnieniami i ryzykami podatkowymi.

Jednym z nich jest kwestia finansowania poszczególnych etapów inwestycji. W przypadku finansowania przez udziałowców lub inne powiązane podmioty kluczowe są regulacje dotyczące cen transferowych. W przypadku zagranicznych inwestorów istotna jest również problematyka podatku u źródła.

Ponadto SPV najczęściej korzysta z usług zewnętrznych, w tym niematerialnych (doradczych). Niejednokrotnie są one świadczone przez powiązane podmioty, czego konsekwencją są szczególne obowiązki wynikające 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 przeprze-

following the month in which the differential settlement for the given period was made. The rate is PLN 5/MWh.

There is no excise tax liability in the standard model, i.e., when selling energy to an entity holding such a license (e.g., a trading company) – in such a case, the excise tax liability generally passes to that entity.

The regulations provide for an exemption from excise tax for electricity generated from renewable energy sources, but this applies only to older installations. The exemption can only be applied based on a document confirming the redemption of the certificate of energy origin (under the previous support system), and these are no longer issued for installations where energy was first generated after July 1, 2016.

7.8. Mandatory KSeF from a tax perspective for wind projects

The National e-Invoice System (KSeF) is a state-run ICT system used for issuing, sending, receiving, and storing so-called structured invoices. It was implemented in phases in 2026, and as of April 1, 2026, it covered the vast majority of taxpayers (with a temporary exemption for the smallest entities until the end of 2026). From that point on, Polish project companies are required to issue and receive VAT invoices via KSeF.

7.9. Tax risk management

Wind projects are typically carried out through special purpose vehicles (SPVs), whose shares are subsequently traded, e.g., in the process of securing an investor. This situation involves numerous tax issues and risks.

One of these is the issue of financing the various stages of the investment. In the case of financing by shareholders or other related entities, transfer pricing regulations are key. For foreign investors, withholding tax issues are also significant.

Furthermore, SPVs most often utilize external services, including intangible (advisory) services. These are frequently provided by related entities, which results in specific obligations under transfer pricing regulations, including documentation requirements.

Given the liability of the SPV and its management, and to some extent also the shareholders, for the SPV's tax arrears, prior to acquiring shares in the SPV, the investor should

wadzić analizę ewentualnych zagrożeń podatkowych i ich wpływu na wartość projektu (ang. *tax due diligence*).

Co więcej, 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 funkcję płatnika podatku dochodowego od zysków kapitałowych osiągniętych z tej transakcji przez zbywcę.

8 Aktualne bariery inwestycyjne

Pomimo wyraźnych kierunków polityki krajowej i europejskiej wskazujących na dynamiczny rozwój OZE, w tym energetyki wiatrowej, można odnieść wrażenie, że za deklaracjami nie idą adekwatne działania. Sektor nadal mierzy się z licznymi barierami. Co interesujące, kluczowym wyzwaniem przestają być dziś regulacje jako takie, a stają się nim ograniczenia administracyjne i praktyka ich stosowania.

Analizując ograniczenia, nie sposób nie wspomnieć o regulacjach określających minimalną odległość elektrowni wiatrowych od zabudowy mieszkaniowej. Obowiązujący model prawny został ukształtowany nowelizacją Ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych z 9 marca 2023 r., która zastąpiła wcześniej obowiązującą zasadę 10H rozwiązaniem opartym na minimalnej odległości 700 metrów od budynków mieszkalnych. Zmiana ta umożliwiła częściowe odblokowanie procesów inwestycyjnych w sektorze energetyki wiatrowej na lądzie, jednak przyjęty poziom minimalnej odległości nadal ogranicza dostępność terenów możliwych do wykorzystania pod nowe projekty¹¹⁵.

Znaczenie tej bariery jest szczególnie widoczne w kontekście rozproszonej zabudowy charakterystycznej dla wielu regionów Polski. W warunkach mozaikowego zagospodarowania przestrzennego nawet niewielkie zwiększenie dystansu między turbiną wiatrową a zabudową mieszkaniową może prowadzić do istotnego zawężenia obszarów możliwych do przeznaczenia pod rozwój nowych instalacji. Więcej na temat ograniczeń odległościowych znajduje się w podrozdziale „Lokalizacja inwestycji – normy odległościowe”.

Kluczowe znaczenie w dyskusji o barierach dla rozwoju onshore wind w Polsce mają bariery środowiskowe i administracyjne. Planowane zmiany legislacyjne, w tym nowelizacja przepisów dotyczących ocen oddziaływania

conduct an analysis of potential tax risks and their impact on the project's value (tax due diligence).

Furthermore, in the event of the sale of, among other things, shares in an SPV that owns a wind farm – including by an indirect owner – the so-called real estate clause may apply, resulting in the taxation in Poland of revenue (income) from the sale of, among other things, shares in the SPV. In such a case, it will be crucial to determine whether the assets of such an SPV consist primarily of real estate, as well as to verify the relevant double taxation treaties that may apply to the matter. The SPV may be required to act as the withholding agent for capital gains tax on the proceeds from this transaction received by the seller.

Current investment barriers

Despite clear national and European policy directions pointing toward the dynamic development of renewable energy sources, including wind power, one might get the impression that these declarations are not followed by adequate action. The sector continues to face numerous barriers. Interestingly, regulations as such are no longer the key challenge today; instead, administrative restrictions and the practice of their application have become the main obstacles.

When analyzing these restrictions, it is impossible not to mention the regulations specifying the minimum distance between wind farms and residential areas. The current legal framework was established by the amendment to the Act on Investments in Wind Power Plants of March 9, 2023, which replaced the previously applicable 10H rule with a solution based on a minimum distance of 700 meters from residential buildings. This change has partially unblocked investment processes in the onshore wind energy sector; however, the adopted minimum distance requirement continues to limit the availability of land suitable for new projects.¹¹⁵

The significance of this barrier is particularly evident given the dispersed residential development characteristic of many regions of Poland. In areas with a patchwork of land use, even a slight increase in the distance between a wind turbine and residential buildings can lead to a significant reduction in the areas available for the development of new installations. More information on distance restrictions can be found in the subsection "Investment location – distance standards".

Environmental and administrative barriers are of key importance in the discussion of barriers to onshore wind development in Poland. Planned legislative changes, including the amendment of regulations concerning environ-

¹¹⁵ T.j. Dz.U. z 2024 r. poz. 1125 ze zm.

¹¹⁵ Consolidated text: Journal of Laws of 2024, item 1125, as amended.

na środowisko (tzw. ustawa oos, projekt UD224), mogą prowadzić do dalszego wydłużenia postępowań poprzez m.in. zwiększenie zakresu raportów środowiskowych i wprowadzanie nowych, rozbudowanych elementów poddawanych weryfikacji. W praktyce oznacza to nie tylko wydłużenie procesu inwestycyjnego, lecz także wzrost kosztów przygotowania projektów oraz większą podatność postępowań na odwołania i spory proceduralne.

Istotnym wyzwaniem mogą okazać się również projektowane wytyczne dotyczące wpływu elektrowni wiatrowych na awifaunę przygotowywane przez Generalną Dyрекcję Ochrony Środowiska. Choć dokument ten będzie miał formalnie charakter pomocniczy, istnieje ryzyko, że zawarte w nim rekomendacje będą w praktyce traktowane przez organy jako standard oceny inwestycji i znajdą bezpośrednie odzwierciedlenie w decyzjach o środowiskowych uwarunkowaniach. Ich sztywne stosowanie, bez uwzględnienia lokalnych uwarunkowań oraz indywidualnych cech projektu, może prowadzić do istotnego ograniczenia możliwości lokalizowania nowych inwestycji i zmniejszenia dostępnego potencjału rozwojowego. Dlatego kluczowe jest, aby wytyczne zostały opracowane w sposób proporcjonalny, elastyczny i uwzględniający specyfikę poszczególnych lokalizacji oraz projektów. Należy również wskazać, że planowane jest opracowanie wytycznych dotyczących wpływu elektrowni wiatrowych na nietoperze, które mogą wprowadzać dodatkowe ograniczenia lokalizacyjne dla projektów wiatrowych. Na obecnym etapie treść tych wytycznych nie jest jeszcze znana ani udostępniona do konsultacji.

Kolejną kategorię barier stanowią ograniczenia wynikające z obronności państwa. Rozszerzanie zakresu odmów lokalizacyjnych wydawanych w związku z funkcjonowaniem wojskowych stref powietrznych (m.in. MRT, MCTR, TRA, TSA) prowadzi do systematycznego wyłączania kolejnych obszarów z możliwości rozwoju energetyki wiatrowej. Brak jednolitych, przejrzystych kryteriów oceny wpływu inwestycji na infrastrukturę radarową dodatkowo zwiększa niepewność inwestycyjną i utrudnia planowanie projektów.

Istotną barierą pozostaje również dostęp do infrastruktury sieciowej. Ograniczona dostępność mocy przyłączeniowych oraz rosnąca liczba projektów ubiegających się o przyłączenie powodują, że proces uzyskiwania warunków przyłączenia jest coraz bardziej konkurencyjny i obciążony wysokim ryzykiem. Jednocześnie należy podkreślić, że system przyłączy znajduje się obecnie w fazie istotnych zmian legislacyjnych. Prezydent podpisał nowelizację Prawa energetycznego (kwiecień 2026 r.), która ma na celu uporządkowanie zasad przyłączania do sieci. Wprowadzone rozwiązania mają służyć odblokowaniu mocy przyłączeniowych dla rzetelnych inwestorów oraz projektów o wysokim prawdopodobieństwie realizacji poprzez eliminację tzw. projektów widmo, które dotychczas ograniczały dostęp do infrastruktury i hamowały rozwój rzeczywistych inwestycji.

Złożoność systemu administracyjnego stanowi odrębną barierę inwestycyjną. Realizacja projektu wymaga

mental impact assessments (the so-called EIA Act, draft UD224), may lead to further prolongation of proceedings by, among other things, expanding the scope of environmental reports and introducing new, complex elements subject to verification. In practice, this means not only a lengthening of the investment process but also an increase in project preparation costs and greater susceptibility of proceedings to appeals and procedural disputes.

The draft guidelines on the impact of wind farms on avifauna, currently being prepared by the General Directorate for Environmental Protection, may also prove to be a significant challenge. Although this document will formally be of an advisory nature, there is a risk that the recommendations contained therein will, in practice, be treated by authorities as a standard for investment assessment and will be directly reflected in decisions on environmental conditions. Their rigid application, without considering local conditions and the individual characteristics of a project, may lead to a significant limitation on the possibilities for locating new investments and a reduction in available development potential. Therefore, it is crucial that the guidelines be developed in a proportionate and flexible manner, taking into account the specific characteristics of individual locations and projects. It should also be noted that guidelines are planned to be developed regarding the impact of wind farms on bats, which may introduce additional siting restrictions for wind projects. At this stage, the content of these guidelines is not yet known or available for consultation.

Another category of barriers consists of restrictions arising from national defense. The expansion of the scope of location refusals issued in connection with the operation of military air zones (including MRT, MCTR, TRA, and TSA) leads to the systematic exclusion of additional areas from the possibility of wind energy development. The lack of uniform, transparent criteria for assessing the impact of investments on radar infrastructure further increases investment uncertainty and hinders project planning.

Access to grid infrastructure also remains a significant barrier. Limited availability of connection capacity and the growing number of projects applying for connection mean that the process of obtaining connection terms is becoming increasingly competitive and high-risk. At the same time, it should be emphasized that the grid connection system is currently undergoing significant legislative changes. The President signed an amendment to the Energy Law (April 2026), which aims to streamline the rules for grid connection. The introduced solutions are intended to unlock connection capacity for reliable investors and projects with a high likelihood of implementation by eliminating so-called ghost projects, which have previously limited access to infrastructure and hindered the development of actual investments.

The complexity of the administrative system constitutes a separate investment barrier. Project implementation

prowadzenia wielu postępowań: planistycznych, środowiskowych, budowlanych i przyłączeniowych, które są ze sobą powiązane i podatne na odwołania. Obecnie podejmowane są również działania mające na celu skrócenie procesu inwestycyjnego, m.in. poprzez propozycję wprowadzenia możliwości równoległego wykonywania procedury planistycznej i środowiskowej. Rozwiązanie to mogłoby przyczynić się do skrócenia procesu deweloperskiego nawet o około 2 lata. Należy jednak podkreślić, że na tym etapie jest to wciąż projekt legislacyjny, który nie został jeszcze przyjęty.

Normy odległościowe, które najczęściej pojawiają się w przestrzeni publicznej, stanowią tylko jeden z wielu czynników wpływających na tempo rozwoju lądowej energetyki wiatrowej w Polsce. Skala nowych inwestycji w kolejnych latach będzie w dużej mierze zależeć od kierunku dalszych zmian, w szczególności w obszarze administracyjnym. Fundamentalne znaczenie będzie miała również adaptacja pozostałych segmentów i interesariuszy rynku, w tym sektora obronności oraz obszaru środowiskowego do współpracy oraz wypracowania efektywnych i przewidywalnych ścieżek współpracy i ustalania priorytetów w krajowej polityce i gospodarce.

requires conducting numerous procedures – planning, environmental, construction, and grid connection – which are interlinked and susceptible to appeals. Efforts are also currently underway to shorten the investment process, including a proposal to allow planning and environmental procedures to be conducted in parallel. This solution could help shorten the development process by as much as approximately two years. It should be emphasized, however, that at this stage, this remains a legislative proposal that has not yet been adopted.

Distance standards, which are most frequently discussed in the public sphere, are just one of many factors influencing the pace of onshore wind energy development in Poland. The scale of new investments in the coming years will largely depend on the direction of further changes, particularly in the administrative sphere. It will also be of fundamental importance for other market segments and stakeholders, including the defense sector and the environmental sector, to adapt to cooperation and to develop effective and predictable pathways for collaboration and priority-setting in national policy and the economy.



Tomasz Tomasiak

Head of Investment Office ARP TFI

Transformacja energetyczna jest procesem nieodwracalnym zarówno w Polsce, Europie jak i na całym świecie. Pytanie nie dotyczy już kierunku, lecz tempa tej zmiany. Z naszej perspektywy kluczowe jest nie samo zwiększanie udziału OZE w miksie energetycznym, lecz budowanie trwałych fundamentów systemowych, przemysłowych i finansowych, bez których transformacja pozostaby niepełna.

ARP konsekwentnie stawia na local content, rozumiany nie jako formalny wymóg regulacyjny, lecz jako świadoma strategia wzmacniania krajowego łańcucha dostaw. Przykładem tego podejścia jest nasze zaangażowanie w Baltic Towers, fabrykę wież dla morskiej energetyki wiatrowej, która buduje przemysłowe zaplecze dla całego segmentu offshore. W energetyce lądowej polskie firmy mają realny udział w serwisie, utrzymaniu i dostawach komponentów – ten potencjał należy systematycznie wzmacniać.

Lądowa energetyka wiatrowa jest jedną z najatrakcyjniejszych klas aktywów w polskim miksie OZE. Polska może bez problemu przekroczyć 50% udział OZE w produkcji energii, ale wyłącznie pod warunkiem uzupełnienia systemu o magazyny energii oraz sprawne mechanizmy zarządzania elastycznością sieci. Bez tych fundamentów każda kolejna gigawatogodzina pochodząca z wiatru będzie generować napięcia bilansowe zamiast stabilnej wartości. Niebagatelne znaczenie ma również bariera podaży: na rynku dominują projekty wywodzące się z pozwoleń i przyłączy sprzed niemal dekady, a liczba nowych inwestycji onshore jest niska, co ogranicza możliwości inwestycyjne.

Projekty hybrydowe, łączące farmy wiatrowe lub fotowoltaiczne z magazynami energii, stają się nowym standardem rynkowym, zarówno ze względu na wartość, jaką wnoszą do systemu, jak i na atrakcyjność dla instytucji finansujących. ARP TFI aktywnie angażuje się w projekty hybrydowe oraz w projekty magazynów energii, widząc w nich kluczowy element stabilizacji sieci. Jednocześnie pełniemy w tym obszarze rolę pioniera, pokazując innym uczestnikom rynku, że takie modele są finansowalne i skalowalne. Stosujemy elastyczne instrumenty finansowe, tj. kapitał udziałowy, pożyczki oraz gwarancje. Horyzont inwestycyjny wynosi zazwyczaj 5-7 lat, po którym następuje wyjście z inwestycji w celu zwolnienia kapitału dla kolejnych projektów i wzmocnienia lokalnej struktury właścicielskiej.

Rynek odnawialnych źródeł energii w Polsce stoi dziś głównie przed dwoma głównymi wyzwaniami, które muszą zostać zaadresowane równolegle. Pierwszym jest stabilizacja systemu elektroenergetycznego – bez magazynów i źródeł regulacyjnych dalszy przyrost mocy OZE będzie ograniczany przez bariery techniczne. Drugim, świadoma polityka local content, której nie można pozo-

The energy transition is an irreversible process in Poland, Europe, and around the world. The question is no longer about the direction but the pace of this change. From our perspective, what matters most is not simply increasing the share of renewable energy in the energy mix, but building solid systemic, industrial, and financial foundations, without which the transition would remain incomplete.

ARP consistently prioritizes local content, understood not as a formal regulatory requirement but as a deliberate strategy to strengthen the domestic supply chain. An example of this approach is our involvement in Baltic Towers, a factory producing towers for offshore wind energy, which is building industrial infrastructure for the entire offshore segment. In onshore power generation, Polish companies have a tangible role in service, maintenance, and component supply – this potential must be systematically strengthened.

Onshore wind power is one of the most attractive asset classes in Poland's renewable energy mix. Poland can easily exceed a 50% share of renewables in energy production, but only if the system is supplemented with energy storage facilities and efficient mechanisms for managing grid flexibility. Without these foundations, every additional gigawatt-hour from wind will generate balancing voltages rather than a stable value. The supply barrier is also of significant importance: the market is dominated by projects stemming from permits and grid connections from nearly a decade ago, and the number of new onshore investments is low, which limits investment opportunities.

Hybrid projects, combining wind or solar farms with energy storage facilities, are becoming the new market standard, both due to the value they bring to the system and their appeal to financing institutions. ARP TFI is actively involved in hybrid projects and energy storage projects, seeing them as a key element of grid stabilization. At the same time, we serve as a pioneer in this area, demonstrating to other market participants that such models are financeable and scalable. We utilize flexible financial instruments, such as equity, loans, and guarantees. The investment horizon is typically 5-7 years, after which we exit the investment to free up capital for subsequent projects and strengthen the local ownership structure.

The renewable energy market in Poland currently faces two main challenges that must be addressed simultaneously. The first is the stabilization of the power grid – without storage facilities and balancing resources, further growth in renewable energy capacity will be limited by technical barriers. The second is a conscious local content policy, which cannot be left solely to market mechanisms. Poland has all the conditions to become a regional hub for the energy transition. However, we risk squandering this opportunity if the development of renewable energy does not go hand in hand with the development of the system, industry, and the building of national expertise.



**Morska energetyka
wiatrowa**
Uwarunkowania prawne

Offshore wind power
Legal conditions

1 Ogólne ramy inwestycyjne

1.1. Uwagi ogólne

Podstawowym aktem prawnym regulującym kwestie lokalizacji morskich farm wiatrowych (dalej jako: MFW) w polskich obszarach morskich jest Ustawa z 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej¹¹⁶ (dalej jako: UOM). Akt ten wskazuje, że wznoszenie i wykorzystywanie MFW dopuszczalne jest w wyłącznej strefie ekonomicznej Polski oraz reguluje zasady, na podstawie których inwestorzy uzyskują pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń (dalej jako: PSZW).

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 000¹¹⁷ (dalej jako: PZPPOM), uchwalonego na podstawie art. 37a ust. 1 UOM. PZPPOM jest aktem planistycznym określającym zasady zagospodarowania polskich obszarów morskich, w tym zawierający rozstrzygnięcia szczegółowe, dotyczące poszczególnych akwenów i podakwenów wyznaczonych w danych obszarach.

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, jak i do ubiegania się o warunki przyłączenia dla MFW (w tym wstępne 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 wiatrowych¹¹⁸ (dalej jako: ustawa MFW). Wsparcie dla MFW zostało uregulowane w odpowiednim akcie prawnym, odrębnie względem pozostałych instalacji OZE, z uwagi na specyfikę inwestycji MFW. Ustawa MFW określa m.in. zasady ubiegania się i przyznawania prawa do pokrycia ujemnego salda dla wytwórców, przyznawanego w dwóch fazach (I faza, w ramach której wsparcie było przyznawane na podstawie indywidualnych decyzji Prezesa URE oraz II faza, w ramach której wsparcie jest w systemie aukcyjnym). 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. Warto dodać, że po nowelizacji Ustawy MFW

¹¹⁶ Dz.U. z 2021 r. poz. 935 ze zm.

¹¹⁷ T.j. Dz.U. z 2025 r. poz. 498 ze zm.

¹¹⁸ Dz.U. z 2025 r. poz. 1535.

General investment framework

1.1. General remarks

The primary legal act regulating the location of offshore wind farms (hereinafter: OWFs) in Polish maritime areas is the Act of March 21, 1991, on the Maritime Areas of the Republic of Poland and Maritime Administration¹¹⁶ (hereinafter: UOM). UOM stipulates that the construction and operation of OWFs are permitted within Poland's exclusive economic zone and sets forth the rules under which investors obtain permits for the construction and operation of artificial islands, structures, and installations (hereinafter: PSZW).

The project covered by the application for a PSZW must comply with the provisions of the Regulation of the Council of Ministers of April 14, 2021, on the adoption of the spatial development plan for internal maritime waters, the territorial sea, and the exclusive economic zone at a scale of 1:200,000¹¹⁷ (hereinafter: PZPPOM), adopted pursuant to Article 37a(1) of the UOM. The PZPPOM is a planning document setting forth the principles for the development of Polish maritime areas, including detailed provisions concerning specific water bodies and sub-water bodies designated within the relevant areas.

The PSZW constitutes the first administrative decision obtained in the OWF investment process and is necessary to apply for a certificate of admission to the auction, the subject of which is obtaining the right to offset the negative balance for electricity generated in the OWF and fed into the grid, as well as to apply for grid connection conditions for the OWF (including preliminary grid connection conditions for the OWF).

The rules for granting public support for electricity produced in offshore wind farms are set forth in the Act of December 17, 2020, on the Promotion of Electricity Generation in Offshore Wind Farms¹¹⁸ (hereinafter: the OWF Act). Support for offshore wind farms is regulated in a separate legal act, distinct from other renewable energy installations, due to the specific nature of offshore wind farm investments. The OWF Act sets forth, among other things, the rules for applying for and granting the right to offset a negative balance to generators, granted in two phases (Phase I, under which support was granted based on individual decisions by the President of the Energy Regulatory Office, and Phase II, under which support is granted through an auction system). Annex 2 to the MFW Act specifies the areas within which MFWs may be located, in relation to which an electricity producer in an MFW may apply for the right to offset a negative balance through an auction system. It is worth noting that following the

¹¹⁶ Journal of Laws of 2021, item 935, as amended.

¹¹⁷ Consolidated text: Journal of Laws of 2025, item 498, as amended.

¹¹⁸ Journal of Laws of 2025, item 1535.

z 2025 r.¹¹⁹ o wsparcie w systemie aukcyjnym mogą ubiegać się również:

- wytwórcy w odniesieniu do dwóch MFW, zlokalizowanych w ramach tego samego obszaru określonego w ww. załączniku nr 2, przy czym moc zainstalowana każdej z MFW nie może być mniejsza niż 25% maksymalnej mocy zainstalowanej wskazanej w PSZW, a w danej aukcji uczestniczyć tylko jedna z MFW, a także
- wytwórcy, którym przyznano prawo do pokrycia ujemnego salda w ramach I fazy w odniesieniu do drugiej MFW zlokalizowanej w ramach tego samego obszaru (określonego w załączniku nr 1), przy czym moc zainstalowana drugiej z MFW może obejmować nadwyżkę mocy zainstalowanej wskazanej w PSZW, nad mocą, dla której dany wytwórca otrzymał już wsparcie w I fazie; przyznana w ten sposób pomoc nie może jednak, w ramach wszystkich aukcji, przekroczyć 200 MW.

Proces inwestycyjny w zakresie MFW regulują także:

- Ustawa z 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko – w zakresie uzyskiwania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach;
- Ustawa z 9 czerwca 2011 r. – Prawo geologiczne i górnicze¹²⁰ – w zakresie decyzji zatwierdzających projekt robót geologicznych oraz dokumentację geologiczno-inżynierską;
- Ustawa z 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (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 morskim¹²¹ – w zakresie sporządzenia wymaganych planów i ekspertyz;
- Ustawa z 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych¹²² – w zakresie procesu inwestycyjnego dotyczącego zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z MFW;
- Ustawa z 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym¹²³ – w zakresie lokalizacji lądowego 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 uwarunkowaniach środowiskowych, zgody wodnoprawnej, pozwolenia na budowę oraz pozwolenia na użytkowanie) oraz przyłączenia MFW do sieci (stanowiące

amendment of the OWFact in 2025¹¹⁹, the following entities may also apply for support through the auction system:

- producers in respect to two MFWs located within the same area specified in the aforementioned Annex 2, provided that the installed capacity of each MFW is not less than 25% of the maximum installed capacity indicated in the PSZW, and only one of the MFWs participates in a given auction, as well as
- generators who have been granted the right to cover a negative balance under Phase I with respect to a second MFW located within the same area (specified in Annex 1), whereby the installed capacity of the second MFW may include the excess of the installed capacity indicated in the PSZW over the capacity for which the given generator has already received support in Phase I; however, the support granted in this manner may not exceed 200 MW across all auctions.

The investment process regarding offshore wind farms is also regulated by:

- The Act of October 3, 2008, on Access to Information on the Environment and Its Protection, Public Participation in Environmental Protection, and Environmental Impact Assessments – regarding the obtaining of decisions on environmental conditions;
- The Act of June 9, 2011 – Geological and Mining Law¹²⁰ – regarding decisions approving geological work plans and geological and engineering documentation;
- Act of July 7, 1994 – Construction Law (hereinafter: Construction Law) – regarding the obtaining of building permits and occupancy permits;
- Act of April 10, 1997 – Energy Law – regarding the connection of the offshore wind farm to the grid and the obtaining of a license for electricity generation;
- Act of August 18, 2011 on Maritime Safety¹²¹ – regarding the preparation of required plans and expert opinions;
- Act of July 24, 2015, on the Preparation and Implementation of Strategic Investments in Transmission Networks¹²² – regarding the investment process for the equipment complex used to transmit power from the OWF;
- Act of March 27, 2003, on Spatial Planning and Development¹²³ – regarding the location of the onshore section of the equipment complex used to transmit power from the OWF.

The OWF Act contains specific provisions regarding administrative proceedings conducted for the purpose of implementing OWF investments (i.e., concerning, among other things, decisions on environmental conditions, water law permits, building permits, and occupancy permits) and the

¹¹⁹ T.j. Dz.U. z 2026 r. poz. 69.

¹²⁰ T.j. Dz.U. z 2025 r. poz. 833 ze zm.

¹²¹ T.j. Dz.U. z 2024 r. poz. 1199.

¹²² T.j. Dz.U. z 2024 r. poz. 1130 ze zm.

¹²³ Dostępny pod adresem: www.sipam.gov.pl/geoportal.

¹¹⁹ Consolidated text: Journal of Laws of 2026, item 69.

¹²⁰ Consolidated text: Journal of Laws of 2025, item 833, as amended.

¹²¹ Consolidated text: Journal of Laws of 2024, item 1199.

¹²² Consolidated text: Journal of Laws of 2024, item 1130, as amended.

¹²³ Available at: www.sipam.gov.pl/geoportal.

regulacje szczególne względem przepisów zawartych w Prawie energetycznym).

1.2. Plan zagospodarowania przestrzennego polskich obszarów morskich

PZPPOM 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 w całym obszarze objętym planem, rozstrzygnięcia dotyczące rozmieszczenia inwestycji celu publicznego, kierunki rozwoju transportu i infrastruktury technicznej oraz w załączniku nr 2 do PZPPOM, obejmującym szczegółowe rozstrzygnięcia dotyczące poszczególnych akwenów lub ich wydzielonych części oraz informacji o szczególnie istotnych uwarunkowaniach mających wpływ na przyszłe użytkowanie poszczególnych akwenów. 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 publiczny System Informacji Przestrzennej Administracji Morskiej (SIPAM)¹²⁴, który prezentuje zestaw danych przestrzennych utworzonych na podstawie dokumentów administracji morskiej, które powstały w wyniku realizacji zadań wynikających z UOM. Dane tam dostępne 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, a także określa zakazy, ograniczenia i warunki dotyczące wykonywania tych funkcji w poszczególnych akwenach. Co istotne, PZPPOM przewiduje, że wznoszenie MFW jest dopuszczalne wyłącznie w akwenach o funkcji podstawowej, określonej jako pozyskiwanie energii odnawialnej. Ograniczenie to nie obejmuje jednak infrastruktury służącej do przyłączenia MFW do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Elementy liniowe służące do przyłączenia oraz budowy połączeń wzajemnych MFW mogą być realizowane w dedykowanych korytarzach infrastrukturalnych (podakwenach w ramach domyślnych akwenów wyznaczonych przez PZPPOM).

connection of OWFs to the grid (constituting specific regulations relative to the provisions contained in the Energy Law).

1.2. Spatial development plan for Polish maritime areas

The Spatial Development Plan for Polish Maritime Areas (PZPPOM) consists of a textual section and a graphic section. The textual section of the plan is contained in Annex 1 to the regulation, which includes general provisions containing decisions applicable to part or all of the area covered by the plan, decisions regarding the location of public-purpose investments, directions for the development of transport and technical infrastructure, and in Annex 2 to the PZPPOM, which includes detailed decisions concerning specific water bodies or their designated parts, as well as information on particularly significant conditions affecting the future use of specific water bodies. Appendix 3 to the PZPPOM contains the rationale for the detailed decisions regarding individual water bodies, and Appendix 4 to the PZPPOM is the plan drawing constituting the graphic part of the plan.

A public Spatial Information System of the Maritime Administration (SIPAM)¹²⁴ has also been established, which presents a set of spatial data created on the basis of maritime administration documents resulting from the implementation of tasks under the UOM. The data available there in real time presents information from various internal geoportals (the Geoportal of the Ministry of Maritime Economy and Inland Navigation, the Maritime Office in Gdynia, and the Maritime Office in Szczecin). SIPAM provides access to, among other things, the graphic component of the PZPPOM, as well as information on the areas listed in Annex 2 to the MFW Act, or information on issued PSZWs, permits for the laying and maintenance of cables in internal maritime waters and the territorial sea, agreements on the laying and maintenance of cables in the exclusive economic zone, and submitted applications for such decisions.

The PZPPOM divides Polish maritime areas into water bodies with a specific primary function and permissible functions, and sets out prohibitions, restrictions, and conditions regarding the performance of these functions in individual water bodies. Importantly, the PZPPOM stipulates that the construction of OWFs is permitted only in water bodies with a primary function defined as the generation of renewable energy. However, this restriction does not apply to infrastructure used to connect OWFs to the National Power System. Linear elements used for connecting and constructing interconnections between OWFs may be implemented in appropriate infrastructure corridors (sub-water bodies within the default water bodies designated by the PZPPOM).

¹²⁴ Dostępny pod adresem: www.sipam.gov.pl/geoportal.

¹²⁴ Available at: www.sipam.gov.pl/geoportal.

PZPPOM przewiduje 7 akwenów pod pozyskiwanie energii odnawialnej, tj. POM.14.E, POM.43.E, POM.44.E, POM.45.E, POM.46.E, POM.53.E oraz POM.60.E.

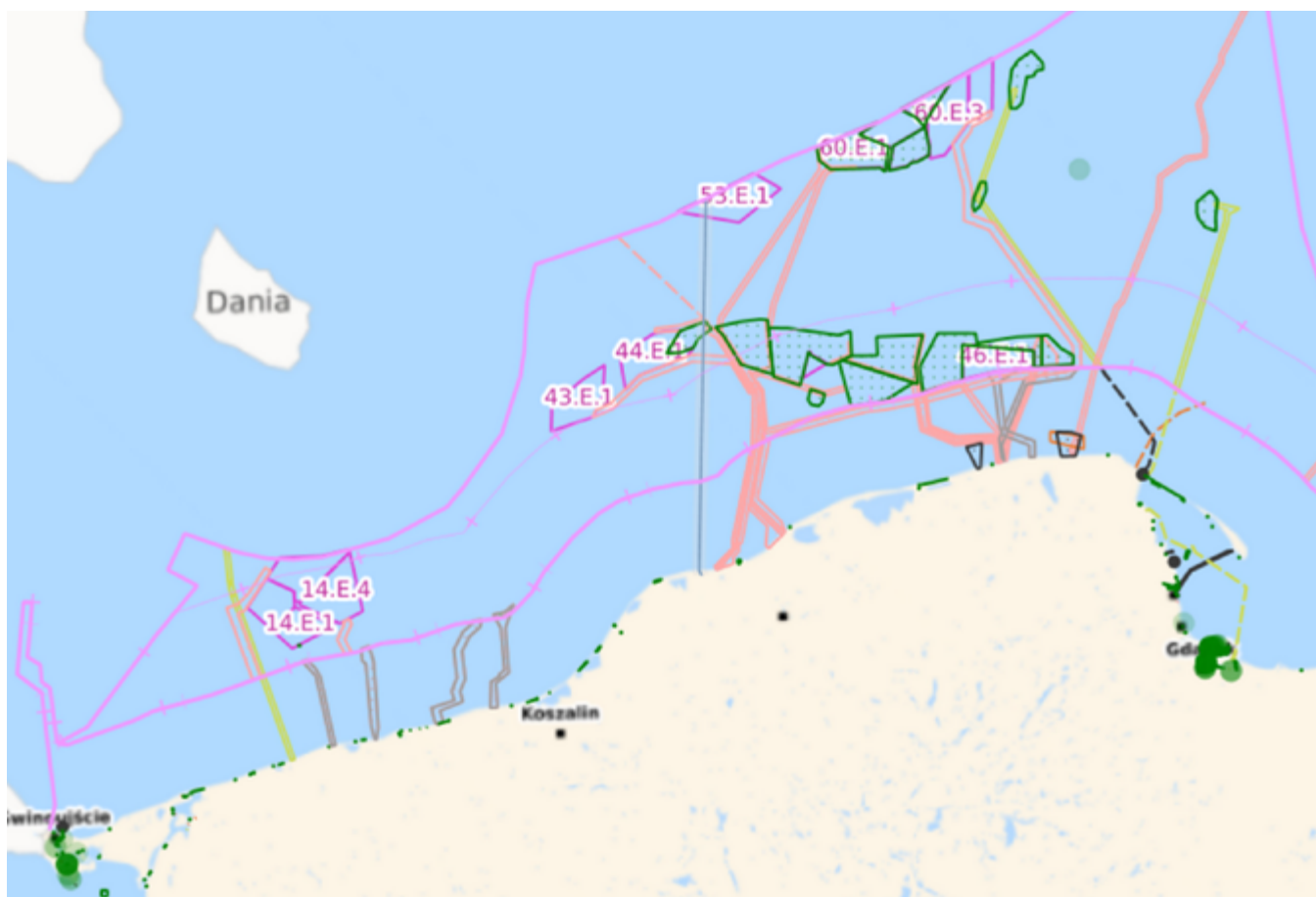
Ustawa MFW wyznacza z kolei 13 obszarów, na których możliwe jest wznoszenie i wykorzystywanie MFW, tj. 14.E.1, 14.E.2, 14.E.3, 14.E.4 (położone w ramach akwenu POM.14.E), 43.E.1 (w całości pokrywającego się z akwenem POM.43.E), 44.E.1 (położonego w ramach akwenu POM.44.E), 45.E.1 (położonego w ramach akwenu POM.45.E), 46.E.1 (położonego w ramach akwenu POM.46.E), 53.E.1 (w całości pokrywającego się z akwenem POM.53.E), 60.E.1, 60.E.2, 60.E.3, 60.E.4 (położone w ramach akwenu POM.60.E). W zakresie 10 z 11 wyznaczonych obszarów w 2023 roku 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.

PZPPOM designates seven water bodies for renewable energy generation, namely POM.14.E, POM.43.E, POM.44.E, POM.45.E, POM.46.E, POM.53.E, and POM.60.E.

The OWF Act, in turn, designates 13 areas where it is possible to construct and operate OWFs, namely 14.E.1, 14.E.2, 14.E.3, 14.E.4 (located within the POM.14.E water body), 43.E.1 (entirely overlapping with the POM.43.E water body), 44.E.1 (located within the POM.44.E water body), 45.E.1 (located within the POM.45.E water body), 46.E.1 (located within the POM.46.E water body), 53.E.1 (fully overlapping with the POM.53.E water body), 60.E.1, 60.E.2, 60.E.3, 60.E.4 (located within the POM.60.E water body). In 10 of the 11 designated areas, PSZWs were issued in 2023, with special-purpose companies from the Orlen S.A. and Polska Grupa Energetyczna S.A. capital groups as beneficiaries. The only area remaining to be developed is area 53.E.1. Area 53.E.1 is located in the POM.53.E basin, where – pursuant to the PZPPOM – the construction and use of artificial islands, structures, and facilities are prohibited until the end of 2040.

Rysunek 2. Rysunek przedstawiający mapę dostępną w SIPAM

Figure 2. Map available in SIPAM



Źródło: www.sipam.gov.pl/geoportal.

Source: www.sipam.gov.pl/geoportal.

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. Przewiduje ona dwie fazy przyznawania wsparcia.

Środki na pokrycie ujemnego salda gromadzi i wypłaca Zarządca Rozliczeń S.A., celowa spółka Skarbu Państwa, która pełni funkcję operatora rozliczeń. 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 ofertowa podlega corocznej waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego, ograniczonym wartością średniokresowego celu inflacyjnego, określonego przez Radę Polityki Pieniężnej, począwszy od 2022 r. w przypadku wsparcia przyznawanego w I fazie oraz począwszy od roku następującego po rozstrzygnięciu aukcji w przypadku wsparcia przyznawanego w ramach II fazy.

Okres wsparcia energii elektrycznej wytwarzanej w danej MFW lub jej części i wyprowadzonej do sieci na podstawie udzielonej koncesji wynosi 25 lat od pierwszego dnia okresu, za który wytwórca wystąpił o pokrycie ujemnego salda. Natomiast wielkość udzielonego wsparcia wyznaczana jest jako iloczyn mocy zainstalowanej elektrycznej danej MFW i 100 tys. 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 było w drodze decyzji administracyjnej wydawanej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i mogło objąć MFW o łącznej mocy zainstalowanej do 5,9 GW. Każda z decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wymagała także decyzji Komisji Europejskiej o zgodności tej pomocy publicznej z rynkiem wewnętrznym. Przyznanie wsparcia w tej fazie nastąpiło do 30 czerwca 2021 r. i objęło siedem MFW.

Cena energii stanowiąca podstawę do obliczenia i wypłaty ujemnego salda określona została w treści decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i odpowiadała cenie maksymalnej wynikającej z Rozporządzenia 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 salda¹²⁵ – wynoszącej 319,6 PLN/MWh. Przy określaniu ceny minister był zobowiązany brać pod uwagę m.in. koszty operacyjne

¹²⁵ Zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z 9 stycznia 2025 r. w sprawie maksymalnej ceny za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców, Dz.U. z 2025 r. poz. 41.

1.3. Rules for supporting projects in Phases I and II

The rules and conditions for providing support for electricity generated in an OWF are set forth in the OWF Act. It provides for two phases of the support allocation.

Funds to cover the negative balance are collected and disbursed by Zarządca Rozliczeń S.A., a special-purpose company owned by the State Treasury that acts as the settlement operator. The negative balance is the difference between the value of energy sales in a given month (calculated based on electricity market prices) and the value of that energy calculated using the prices specified in the decision (Phase I support) or the winning bid (Phase II support). The price is subject to annual indexation by the average annual consumer price index for the previous calendar year (capped for Phase II at the medium-term inflation target set by the Monetary Policy Council), starting in 2022 in the case of support granted in Phase I and starting from the year following the conclusion of the auction in the case of support granted under Phase II.

The support period for electricity generated at a given wind farm or part thereof and fed into the grid under the granted license is 25 years from the first day of the period for which the producer applied for coverage of the negative balance. The amount of support granted is calculated as the product of the installed electrical capacity of the given wind farm and 100,000 hours. Funds to cover the negative balance will come from the RES fee, which has been in effect since 2016 and is collected by DSO.

Under Phase I, the right to cover the negative balance was granted by an administrative decision issued by the President of the Energy Regulatory Office and could cover OWFs with a total installed capacity of up to 5.9 GW. Each decision by the President of the Energy Regulatory Office also required a decision by the European Commission on the compatibility of this public aid with the internal market. Support under this phase was granted by June 30, 2021, and covered seven OWFs.

The energy price serving as the basis for calculating and paying the negative balance was specified in the decision of the President of the Energy Regulatory Office and corresponded to the maximum price resulting from the Regulation of the Minister of Climate and Environment of March 30, 2021 regarding the maximum price for electricity generated at an offshore wind farm and fed into the grid in PLN per 1 MWh, serving as the basis for settling the right to cover the negative balance¹²⁵ – amounting to 319.6 PLN/MWh. In determining the price, the Minister was required to take

¹²⁵ Pursuant to the Regulation of the Minister of Climate and Environment of January 9, 2025, on the maximum price for electricity generated by an offshore wind farm and fed into the grid, which may be specified in bids submitted by generators in the auction, Journal of Laws of 2025, item 41.

Morska energetyka wiatrowa. Uwarunkowania prawne

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.



Maciej Mierzwiński

CEE Energy Group

Rok 2025 był momentem przełomowym w podejściu do local content w Polsce. Po raz pierwszy dyskusja wyszła poza poziom deklaracji i weszła w fazę realnego projektowania polityki przemysłowej – z konkretnymi ramami, narzędziami i ambicją wdrożeniową. Co istotne, impuls do tej zmiany przyszedł oddolnie, z branży morskiej energetyki wiatrowej, która jako pierwsza w sposób uporządkowany rozpoczęła debatę o tym, jak powiązać rozwój rynku energetycznego z rozwojem krajowego przemysłu.

Offshore wind pokazał bardzo wyraźnie, czego w praktyce potrzebuje nowoczesna polityka local content. Po pierwsze – silnych integratorów (Tier 1), zdolnych budować i zarządzać złożonymi łańcuchami dostaw. Po drugie – systemowego podejścia do rozwoju kompetencji obejmującego zarówno przemysł, jak i kadry techniczne. Po trzecie – dojrzałych partnerstw z globalnymi graczami, opartych nie na prostym udziale w projekcie, lecz na transferze technologii, inwestycjach i budowie długoterminowych zdolności produkcyjnych.

To właśnie doświadczenie offshore stworzyło fundament pod kolejny krok – rozszerzenie myślenia o local content na energetykę lądową. Dziś stajemy w punkcie, w którym nie wystarczy już projektować ram dla pojedynczego sektora. Potrzebna jest pełnoskalowa strategia przemysłowa wokół onshore wind jako rynku głównego. Skuteczna polityka przemysłowa zaczyna się bowiem od stabilnego popytu. Łądowa energetyka wiatrowa jest jednym z najbardziej dojrzałych, konkurencyjnych i skalowalnych segmentów transformacji energetycznej. W Polsce może w najbliższych latach wygenerować rynek o wartości przekraczającej 200 mld zł, z czego znacząca część – przy odpowiednim zaprojektowaniu mechanizmów – może zostać przechwycona przez krajowe przedsiębiorstwa. To nie jest wyłącznie projekt energetyczny. To ogromny program reindustrializacyjny w Polsce ostatnich dekad, komplementarny z innymi celami gospodarczymi kraju.

Onshore wind ma unikalną cechę – bardzo szerokie powiązania z innymi sektorami gospodarki. Rozwój tego rynku generuje popyt na produkty i usługi od podstawowych gałęzi przemysłu, takich jak stal, odlewnictwo czy budownictwo, poprzez zaawansowane systemy elektrotechniczne i automatyki, aż po cyfryzację, IT i usługi inżynierskie. Oznacza to, że każda złotówka zainwestowana w energetykę wiatrową ma efekt mnożnikowy w całej gospodarce. Generuje też szerokie kompetencje dla innych istotnych branż. Warunkiem uruchomienia lokalnego potencjału jest jednak świadome powiązanie rozwoju rynku z rozwojem przemysłu – dokładnie tak, jak zaczęliśmy to robić w offshore. Stabilny pipeline inwestycyjny, sprawne procesy administracyjne, dostęp do finansowania oraz wdrożenie mechanizmów local content – to elementy, które zdecydują o tym, czy Polska stanie się beneficjentem transformacji energetycznej w kierunku niezależności, czy jedynie jej odbiorcą.

Dlatego 2025 r. należy traktować nie jako punkt dojścia, lecz jako początek. Offshore uruchomił proces. Onshore może nadać mu skalę.

Offshore wind energy. Legal conditions

into account, among other things, operating costs and additional investment costs incurred during the operational period, investment costs incurred during the project preparation and construction of the offshore wind farm (including costs related to power transmission), as well as a reasonable return on capital.

The year 2025 marked a turning point in the approach to local content in Poland. For the first time, the discussion moved beyond mere declarations and entered the phase of actual industrial policy design – with a concrete framework, tools, and implementation ambitions. Importantly, the impetus for this change came from the bottom up, from the offshore wind energy sector, which was the first to systematically initiate a debate on how to link the development of the energy market with the development of domestic industry.

Offshore wind has demonstrated very clearly what a modern local content policy needs in practice. First, strong integrators (Tier 1) capable of building and managing complex supply chains. Second, a systematic approach to skills development encompassing both industry and technical personnel. Third, mature partnerships with global players, based not on simple participation in a project, but on technology transfer, investments, and the development of long-term production capacity.

It was precisely this offshore experience that laid the foundation for the next step – extending the concept of local content to onshore energy. Today, we stand at a point where it is no longer enough to design frameworks for a single sector. A full-scale industrial strategy centered on onshore wind as the primary market is needed. After all, effective industrial policy begins with stable demand. Onshore wind energy is one of the most mature, competitive, and scalable segments of the energy transition. In Poland, it could generate a market worth over PLN 200 billion in the coming years, a significant portion of which – with the right mechanisms in place – could be captured by domestic companies. This is not merely an energy project. It is a massive reindustrialization program in Poland over the past decades, complementary to the country's other economic goals.

Onshore wind has a unique feature – very broad links to other sectors of the economy. The development of this market generates demand for products and services ranging from basic industries such as steel, foundry, and construction, through advanced electrical and automation systems, to digitalization, IT, and engineering services. This means that every zloty invested in wind energy has a multiplier effect across the entire economy. It also generates broad expertise for other key industries. However, unlocking this potential requires consciously linking market development with industrial development – exactly as we have begun to do in the offshore sector. A stable investment pipeline, efficient administrative processes, access to financing, and the implementation of local content mechanisms – these are the elements that will determine whether Poland becomes a beneficiary of the energy transition toward independence or merely a consumer of it.

That is why 2025 should be viewed not as a destination, but as a starting point. Offshore has set the process in motion. Onshore can give it scale.

W przypadku, gdyby po wydaniu decyzji ustalającej cenę stanowiącą podstawę do rozliczenia ujemnego salda i przed rozpoczęciem prac związanych z budową MFW, wraz z zespołem urządzeń 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 jest obowiązany 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.

W ramach II fazy przyznanie wsparcie ma formułę konkurencyjnych aukcji. Oznacza to, że prawo do pokrycia ujemnego salda otrzymali/otrzymają wytwórcy, którzy uzyskają zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, wygrają aukcję oraz wytworzą i wprowadzą do sieci (po uzyskaniu koncesji) energię elektryczną z danej MFW w terminie 7 lat od dnia zamknięcia sesji aukcji.

Cena maksymalna, jaka może być wskazana przez wytwórców w ofertach złożonych w aukcji, wynosi¹²⁶:

- 485,71 PLN/MWh – dla obszarów wskazanych w załączniku nr 1 do Ustawy MFW oraz dla obszarów 14.E.1, 14.E.2, 14.E.3, 14.E.4, 45.E.1, 46.E.1;
- 499,33 PLN/MWh – dla obszarów 43.E.1, 44.E.1;
- 512,32 PLN/MWh – dla obszarów 53.E.1, 60.E.1, 60.E.2, 60.E.3, 60.E.4.

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 lub które były wcześniej amortyzowane w rozumieniu przepisów o rachunkowości.

2 Przygotowanie inwestycji

2.1. Pozwolenie lokalizacyjne (PSZW)

Pozwolenie lokalizacyjne (PSZW) jest pierwszą decyzją administracyjną uzyskiwaną w procesie inwestycyjnym. 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).

Złożenie pierwszego wniosku o wydanie PSZW na dany obszar morski obowiązuje ministra infrastruktury do ogłoszenia o możliwości składania kolejnych wniosków o wydanie tego pozwolenia. Jeżeli zostanie złożony co najmniej jeden kolejny wniosek dotyczący tego samego akwenu, minister infrastruktury przeprowadza postępowanie rozstrzygające w celu wyłonienia podmiotu, któremu zostanie przyznane PSZW.

¹²⁶ Dz.U. z 2021 r., poz. 587.

In the event that, after the issuance of a decision setting the price serving as the basis for settling the negative balance and prior to the commencement of work related to the construction of the OWF, together with the set of equipment used for power transmission, a significant change occurs in the financial parameters of the investment's implementation that results in an increase in the internal rate of return by more than 0.5 percentage points, the generator is required to submit a request to the President of the Energy Regulatory Office to update the price specified in that decision. This mechanism is called a clawback and applies exclusively to Phase I of the support system.

Under Phase II, support is awarded through competitive auctions. This means that the right to cover a negative balance has been / will be granted to generators who obtain a certificate of admission to the auction, win the auction, and generate and feed into the grid (after obtaining a license) electricity from a given OWF within 7 years from the closing date of the auction session.

The maximum price that may be indicated by generators in bids submitted in the auction is¹²⁶:

- 485.71 PLN/MWh – for the areas specified in Annex 1 to the MFW Act and for areas 14.E.1, 14.E.2, 14.E.3, 14.E.4, 45.E.1, 46.E.1;
- PLN 499.33/MWh – for areas 43.E.1, 44.E.1;
- PLN 512.32/MWh – for areas 53.E.1, 60.E.1, 60.E.2, 60.E.3, 60.E.4.

It is worth noting that in OWFs applying for support, equipment older than 72 months prior to the date of the first generation of electricity or which has previously been depreciated under accounting regulations may not be used.

Investment preparation

2.1. Location permit (PSZW)

PSZW is the first administrative decision obtained in the investment process. An investor interested in obtaining PSZW for a given area submits an application for the issuance of PSZW. The competent authority for issuing PSZW is the minister responsible for maritime economy (currently the Minister of Infrastructure).

The submission of the first application for PSZW for a given maritime area obligates the Minister of Infrastructure to announce the possibility of submitting further applications for this permit. If at least one additional application concerning the same body of water is submitted, the Minister of Infrastructure conducts a selection proceeding to determine the entity to which the PSZW will be granted.

¹²⁶ Journal of Laws of 2021, item 587.

Uczestnicy postępowania rozstrzygającego składają wnioski, które ocenia się według następujących kryteriów:

- zgodności planowanego przedsięwzięcia z ustaleniami planu zagospodarowania przestrzennego, o którym mowa w PZPPOM;
- proponowanego przez wnioskodawcę okresu obowiązywania PSZW, w tym daty rozpoczęcia i zakończenia budowy i eksploatacji planowanego przedsięwzięcia;
- sposobu 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);
- sposobu 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;
- wkładu planowanego przedsięwzięcia w realizację unijnych i krajowych polityk sektorowych.

Podmiotem wyłonionym w postępowaniu rozstrzygającym jest wnioskodawca, który:

- osiągnął minimum kwalifikacyjne;
- uzyskał największą liczbę punktów spośród wszystkich uczestników.

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 PSZW. PSZW określa też m.in. 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.

PSZW dla MFW wydaje się na okres od dnia, w którym decyzja ta stała się ostateczna, do upływu 30 lat od dnia, w którym decyzja o udzieleniu koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w MFW lub jej części stała się ostateczna¹²⁷. Istnieje możliwość przedłużenia PSZW o kolejne 20 lat, jeżeli sztuczne wyspy, konstrukcje i urządzenia zostały wzniesione oraz były wykorzystywane zgodnie z wymaganiami określonymi w PSZW¹²⁸.

Co więcej, jeżeli w ciągu 8 lat od dnia wydania PSZW inwestor nie uzyska pozwolenia na budowę dla całości albo części MFW, organ, który wydał PSZW, stwierdza, w drodze decyzji, jego wygaśnięcie. Termin ten może zostać jednak wydłużony o nie więcej niż 2 lata, jeżeli podmiot, któremu udzielono PSZW złoży organowi wyjaśnienia na piśmie i dokumenty potwierdzające podjęcie wszystkich wymaganych czynności zmierzających do uzyskania pozwolenia

Participants in the selection proceeding submit applications, which are evaluated according to the following criteria:

- compliance of the planned project with the provisions of the land-use plan referred to in the PZPPOM;
- the term of validity of the PSZW proposed by the applicant, including the start and end dates of construction and operation of the planned project;
- the method of securing the funds allocated for the payment of the fee referred to in Article 27b(1)(1) of the UOM (i.e., the first installment of the so-called additional fee for the issuance of the PSZW);
- the method of financing the planned project, considering own funds, credits, loans, and the proposed co-financing of the investment from public funds;
- the ability to establish the personnel, organizational, and logistical infrastructure necessary to implement the planned project;
- the contribution of the planned project to the implementation of EU and national sectoral policies.

The entity selected in the award procedure is the applicant who:

- met the minimum eligibility requirements;
- has received the highest number of points among all participants.

PSZW sets forth the terms and conditions for the use of the area covered by it by the entity designated therein and grants that entity the right to use the area in accordance with the terms and conditions specified in the PSZW. PSZW also specifies, among other things, the type of project and its location, the project's characteristic technical parameters, and the detailed conditions and requirements arising from separate regulations, particularly with regard to protected values.

PSZW for the OWF is issued for a period from the date on which this decision became final until the expiration of 30 years from the date on which the decision to grant a license for electricity generation in the OWF or a part thereof became final.¹²⁷ The PSZW may be extended for an additional 20 years if the artificial islands, structures, and equipment have been constructed and used in accordance with the requirements specified in the PSZW.¹²⁸

Furthermore, if, within 8 years from the date of issuance of the PSZW, the investor does not obtain a building permit for all or part of the OWF, the authority that issued PSZW shall, by way of a decision, declare it expired. However, this period may be extended by no more than 2 years if the entity to which PSZW was granted submits written explanations to the authority and documents confirming that all required steps have been taken to obtain a building permit.¹²⁹

¹²⁷ Art. 23 ust. 6g UOM.

¹²⁸ Art. 23 ust. 6b UOM.

¹²⁷ Article 23(6g) of the UOM.

¹²⁸ Article 23(6b) of the UOM.

¹²⁹ Article 23(6c) of the UOM.

na budowę¹²⁹. Odmienne reguły od powyższych zostały zastrzeżone względem PSZW, których adresaci uiszcili pierwszą część opłaty za wydanie tego pozwolenia przed 1 czerwca 2019 r.

Jeżeli w ciągu 3 lat od dnia, w którym pozwolenie na budowę stało się ostateczne, nie zostanie rozpoczęta budowa MFW albo w ciągu 5 lat od dnia rozpoczęcia instalacji fundamentów MFW lub stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu nie zostanie uzyskana koncesja na wytwarzanie energii elektrycznej w MFW lub jej części, organ, który wydał PSZW, stwierdza, w drodze decyzji, jego wygaśnięcie¹³⁰.

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, a więc dla MFW, uiszcza się także tzw. opłatę dodatkową, w wysokości stanowiącej 1% wartości planowanego przedsięwzięcia¹³¹, 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 PSZW stało się ostateczne;
- 2) 30% pełnej kwoty w ciągu 30 dni od dnia, w którym rozpoczęto budowę MFW;
- 3) 30% pełnej kwoty w ciągu 30 dni od dnia uzyskania decyzji o udzieleniu koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w MFW lub jej części;
- 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 zaś określa, w drodze decyzji, wysokość opłat, o których mowa w pkt 3 i 4, biorąc pod uwagę różnicę pomiędzy faktyczną wartością zrealizowanego przedsięwzięcia oraz wysokością opłat wniesionych zgodnie z zasadami określonymi w pkt 1 i 2 powyżej. Opłaty, o których mowa, stanowią dochód budżetu państwa i nie podlegają zwrotowi.

Uzyskanie prawomocnego PSZW jest jednym z elementów obligatoryjnych celem uzyskania prekwalifikacji do udziału w aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z MFW, a także warunków przyłączenia (bądź wstępnych warunków przyłączenia) MFW do sieci elektroenergetycznej.

Different rules from those above apply to PSZWs for which the recipients paid the first installment of the fee for issuing the permit before June 1, 2019.

If, within 3 years from the date on which the building permit became final, construction of the offshore wind farm has not commenced, or within 5 years from the date of commencement of the installation of the foundations of the offshore wind farm or offshore power stations, a license for the generation of electricity in the offshore wind farm or a part thereof has not been obtained, the authority that issued the PSZW shall, by way of a decision, declare its expiration.¹³⁰

A basic fee of PLN 1,500 is charged for the issuance of the PSZW, payable within 14 days of the date of delivery of the payment notice. In the case of projects carried out in the exclusive economic zone, i.e., for the OWF, a so-called additional fee is also payable, amounting to 1% of the value of the planned project¹³¹, determined based on market prices of equipment and services necessary for the full implementation of the project as of the date of submitting the application for the PSZW. The additional fee is paid according to the following schedule:

- 1) 10% of the full fee amount within 90 days from the date on which the PSZW became final;
- 2) 30% of the full amount within 30 days from the date on which construction of the MFW commenced;
- 3) 30% of the full amount within 30 days of the date of obtaining the decision granting the license to generate electricity at the MFW or a part thereof;
- 4) 30% of the full amount 3 years after the date of the payment referred to in point 3.

An entity that has been granted PSZW prior to making the payment referred to in point 3 above shall provide the Minister of Infrastructure with information regarding the actual value of the completed project. The Minister of Infrastructure shall, by way of a decision, determine the amount of the fees referred to in points 3 and 4, considering the difference between the actual value of the completed project and the amount of fees paid in accordance with the rules set forth in points 1 and 2 above. The fees in question constitute state budget revenue and are non-refundable.

Obtaining a valid PSZW is one of the mandatory requirements for prequalification to participate in an auction for the sale of electricity from the MFW, as well as for the conditions of connection (or preliminary conditions of connection) of the MFW to the power grid.

¹²⁹ Art. 23 ust. 6c UOM.

¹³⁰ Art. 27b ust. 1 UOM.

¹³¹ T.j. Dz.U. z 2024 r. poz. 1112 ze zm.

¹³⁰ Article 27b(1) of the UOM.

¹³¹ Consolidated text: Journal of Laws of 2024, item 1112, as amended.

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, przy czym dla potrzeb aukcji konieczne jest jedynie uzyskanie DŚU dla samej MFW. Do DŚU zastosowanie znajdują uregulowania określone w Ustawie z 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko¹³². Najważniejsze z nich zostały przedstawione w części dotyczącej lądowych farm wiatrowych. W tej części opracowania przedstawimy uwarunkowania prawne właściwe dla MFW.

Instalacje wykorzystujące do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru lokalizowane na obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej zalicza się do przedsięwzięć mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko, niezależnie od łącznej mocy nominalnej takiej elektrowni, co oznacza, że dla każdej takiej inwestycji konieczne będzie przeprowadzenie oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko (dalej jako: OOS).

W przypadku przedsięwzięć realizowanych na obszarach morskich organem właściwym do wydania DŚU będzie regionalny dyrektor ochrony środowiska (dalej jako: RDOŚ). Właściwość miejscową tego organu ustala się w odniesieniu do obszaru morskiego wzdłuż wybrzeża na terenie danego województwa.

Wnioskodawca, składając wniosek o wydanie DŚU, 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, gdy przedsięwzięcie polega 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; gdy przedsięwzięcie jest realizowane na obszarze morskim, uzgodnienia muszą nastąpić także z dyrektorem urzędu morskiego.

2.2. Decision on environmental conditions for the investment

Obtaining an environmental impact decision (hereinafter: EID) for a project involving the construction and operation of an OWF and for a project involving the construction and operation of a set of equipment used to transmit power from the OWF is an essential milestone in the investment process, enabling the subsequent obtaining of a building permit, as well as an essential condition for participating in the auction to obtain the right to cover a negative balance, although for the purposes of the auction, it is only necessary to obtain the EID for the OWF itself. The EID will be subject to the regulations set forth in the Act of October 3, 2008, on Access to Information on the Environment and Its Protection, Public Participation in Environmental Protection, and Environmental Impact Assessments.¹³² The most important of these are presented in the section on onshore wind farms. In this section of the study, we will present the legal framework applicable to OWFs.

Installations utilizing wind energy for electricity generation 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 for each such investment, it will be necessary to conduct an environmental impact assessment (hereinafter: EIA).

For projects implemented in offshore areas, the competent authority for issuing EID will be the Regional Director for Environmental Protection (hereinafter: RDEP). The territorial jurisdiction of this authority is determined with respect to the offshore area along the coast within a given province.

When submitting an application for an EID, the applicant may submit an EIA report or, instead of an EIA report, may submit a project information sheet along with a request to determine the scope of the report; however, it should be noted that determining the scope of the report is mandatory if the project may have a transboundary impact on the environment, and such a situation may arise when the project involves the construction and operation of an offshore wind farm, depending on the area where it will be implemented. In the latter case – determining the scope of the report – RDEP suspends the proceedings until the EIA report is submitted.

After the EIA report is submitted, RDEP requests approval of the project's implementation conditions and forwards the report to specialized authorities; if the project is carried out in a maritime area, approval must also be obtained from the director of the maritime office.

¹³² Dz.U. z 2022 r. poz. 1257.

¹³² Journal of Laws of 2022, item 1257.

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, jak i na wniosek innego państwa członkowskiego. Oznacza to konieczność przeprowadzenia postępowania w sprawie transgranicznego oddziaływania na środowisko.

Ustawa MFW wprowadziła przepisy dotyczące postępowań administracyjnych 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 dla organu mają charakter instrukcyjny. Ich przekroczenie przez organ daje stronie możliwość wniesienia ponaglenia na zasadach określonych w Kodeksie postępowania administracyjnego. Co więcej, 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 pieniężnej w wysokości 1000 PLN dziennie, wymierzonej organowi przez organ wyższego stopnia. Warto jednak zauważyć, że do ustawowego terminu wydania decyzji i rozpatrzenia odwołania nie wlicza się m.in. terminów dla dokonania określonych czynności, okresów zawieszenia postępowania, okresów opóźnień spowodowanych z winy strony albo przyczyn niezależnych od organu.

Zostały także skrócone terminy postępowań sądowo-administracyjnych.

2.3. Wymagane ekspertyzy techniczne

Stosownie do ustawy MFW przyszły wytwórca energii elektrycznej z MFW ma obowiązek przedłożyć operatorowi systemu przesyłowego dwie ekspertyzy zgodności.

Pierwsza ekspertyza – projektowa – ma zostać wydana po opracowaniu projektów wykonawczych przed rozpoczęciem robót budowlanych. Druga ekspertyza – wykonawcza – ma zostać wydana po zakończeniu budowy i ma potwierdzać zgodność procesu budowy z projektem wykonawczym oraz pierwszą ekspertyzą. Druga ekspertyza jest składana do operatora jednocześnie z wnioskiem o wydanie tymczasowego pozwolenia na użytkowanie (ION) w rozumieniu NC RfG.

Wyżej wymienione ekspertyzy mają potwierdzać zgodność MFW oraz zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia

In the case of an OWF project in the exclusive economic zone, the possibility of a significant transboundary environmental impact originating from the territory of the Republic of Poland may be identified – as a result of the EIA or at the request of another EU member state. This necessitates the conduct of proceedings regarding transboundary environmental impact.

The OWF Act introduced provisions regarding administrative proceedings for the implementation of OWF-related investments. Pursuant to these provisions, EID issued for the implementation of an investment involving the construction and maintenance of an OWF and a set of facilities for power transmission is subject to immediate enforcement. This means that the EID becomes enforceable upon its issuance, despite the possibility of appealing it. A specific deadline for issuing the EID has also been established – the decision must be issued within 90 days of the date the application is submitted. Similarly, it has been specified that an appeal against the EID should be considered within 60 days. These deadlines are advisory in nature for the authority. If the authority exceeds them, the party has the right to file a reminder in accordance with the rules set forth in the Code of Administrative Procedure. Furthermore, in every case where a decision is not issued or an appeal is not considered within the deadline, the authority is required to notify not only the party but also the Minister of Climate, and each day of delay is subject to a financial penalty of PLN 1,000 per day, imposed on the authority by a higher-level authority. It is worth noting, however, that the statutory deadline for issuing a decision and reviewing an appeal does not include, among other things, deadlines for performing specific actions, periods of suspension of proceedings, or periods of delay caused by the party's fault or reasons beyond the authority's control.

The time limits for administrative court proceedings have also been shortened.

2.3. Required technical expert opinions

Pursuant to the OWF Act, a future electricity producer under the OWF is required to submit two compliance expert opinions to the transmission system operator.

The first expert opinion – the design opinion – is to be issued after the detailed design plans have been prepared, prior to the commencement of construction work. The second expert opinion – the as-built opinion – is to be issued upon completion of construction and is intended to confirm that the construction process complied with the detailed design plans and the first expert opinion. The second report is submitted to the operator simultaneously with the application for an Interim Operational Notification (ION) as defined in the NC RfG.

The aforementioned expert opinions are intended to confirm the compliance of the OWF and the power transmission

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 morzu¹³³.

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 dwóch projektów, w przedmiotowym lub zbliżonym zakresie, w okresie ostatnich 10 lat.

Z kolei w myśl Ustawy z 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim 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.

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 te mają określać m.in. sposoby i środki kompensacji negatywnego wpływu MFW. 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 MFW 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 urządzeń¹³⁴ oraz Rozporządzeniu Ministra Infrastruktury z 15 grudnia 2021 r. w sprawie planu ratowniczego oraz planu zwalczania

equipment with the requirements specified in the Regulation of the Minister of Climate and Environment of May 25, 2022, on detailed requirements for components of power transmission equipment and for components of offshore power stations.¹³³

The expert opinion may be prepared by an entity that can document its experience in the assessment of technical documentation and supervision of the construction, reconstruction, or operation of power transmission equipment, including the implementation of at least two projects in the same or a similar field over the past 10 years.

In turn, pursuant to the Act of August 18, 2011, on Maritime Safety, OWF and the power transmission infrastructure must comply with requirements regarding safety, marine environmental protection, the protection of the state's maritime border, and national defense.

A future electricity producer using an OWF is required to ensure that expert assessments are prepared regarding the impact of the OWF and the power transmission equipment on (1) the safety and efficiency of vessel navigation, (2) the Polish maritime areas A1 and A2 of the Global Maritime Distress and Safety System (GMDSS) and the Maritime Search and Rescue Operational Communications System, and (3) the National Maritime Safety System. These expert opinions are intended to specify, among other things, the methods and measures for mitigating the negative impact of the OWF. In addition, it is necessary to provide plans for (1) rescue operations 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 OWF prior to submitting an application for a construction permit. This authority has three months to do so and is simultaneously required to seek the opinion of the Director of the SAR Service and the Chief Inspector of Marine Fisheries (depending on the scope of the relevant expert opinion), who in turn have 60 days to issue their opinions. Failure to issue an opinion within this period is deemed to constitute no objections.

The detailed scopes of the aforementioned expert opinions and plans, as well as the requirements regarding the qualifications and experience of persons authorized to prepare them, and the methods for documenting them, are specified in the Regulation of the Minister of Infrastructure of December 15, 2021 on navigational and technical expert reports for an offshore wind farm and a set of facilities¹³⁴ and the Regulation of the Minister of Infrastructure of December 15, 2021, on the rescue plan and the hazard and

¹³³ Dz.U. z 2021 r. poz. 2380.

¹³⁴ Dz.U. z 2022 r., poz. 2115.

¹³³ Journal of Laws of 2021, item 2380.

¹³⁴ Journal of Laws of 2022, item 2115.

zagrożeń i zanieczyszczeń dla morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń¹³⁵.

Oprócz powyższego przyszły wytwórca energii elektrycznej z MFW ma obowiązek sporządzić ekspertyzy w zakresie wpływu MFW oraz zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy na: (1) systemy obronności państwa, w tym na system zobrazowania radiolokacyjnego, obserwacji technicznej, morskiej łączności radiowej oraz system kontroli służb ruchu lotniczego Sił Zbrojnych RP i (2) system zobrazowania radiolokacyjnego, obserwacji technicznej i morskiej łączności radiowej Straży Granicznej.

Powyższe ekspertyzy podlegają zatwierdzeniu w drodze decyzji administracyjnej odpowiednio przez ministra obrony narodowej oraz przez ministra właściwego ds. wewnętrznych. Organy te mają na to 3 miesiące. Wniosek o zatwierdzenie ekspertyz wytwórca musi złożyć przed złożeniem wniosku o wydanie pozwolenia na budowę. Szczegółowy zakres ww. ekspertyz ma zostać określony w drodze rozporządzenia ministra obrony narodowej w porozumieniu z ministrem właściwym ds. wewnętrznych. Dotychczasowe rozporządzenie wydane w tym zakresie utraciło moc w związku z nowelizacją¹³⁶ przepisu upoważniającego do jego wydania.

Spełnienie przez MFW oraz zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy wymagań w zakresie: bezpieczeństwa konstrukcji oraz budowy w zakresie wytrzymałości, nośności i stateczności, bezpieczeństwa pożarowego, bezpieczeństwa użytkowania, ochrony środowiska, warunków użytkowych odpowiednich do przeznaczenia różnych typów urządzeń i konstrukcji lub instalacji wchodzących w skład MFW podlega potwierdzeniu poprzez uzyskanie następujących certyfikatów:

- certyfikat zgodności projektowej – wydawany po opracowaniu projektu budowlanego, a przed zawiadomieniem o zamierzonym terminie rozpoczęcia robót budowlanych (wydawany bezterminowo);
- certyfikat dopuszczenia do eksploatacji – wydawany po zakończeniu budowy, jednak nie później niż na 30 dni przed planowanym dniem pierwszego wprowadzenia do sieci, na podstawie udzielonej koncesji, energii elektrycznej wytworzonej z MFW lub jej części, potwierdzający zgodność procesu budowy z projektem budowlanym oraz certyfikatem zgodności projektowej (wydawany na okres nie dłuższy niż 5 lat);
- certyfikat bezpieczeństwa eksploatacji – wydawany przed dniem upływu ważności certyfikatu dopuszczenia do eksploatacji, jednak nie wcześniej niż na 3 miesiące przed upływem jego ważności, potwierdzający kompletność i poprawność dokumentacji w zakresie należytego utrzymania i serwisowania (wydawany na okres nie dłuższy niż 5 lat i wymaga odnowienia nie wcześniej niż na 3 miesiące przed upływem terminu ważności certyfikatu bezpieczeństwa eksploatacji).

¹³⁵ W drodze Ustawy z 13 stycznia 2023 r. o zmianie ustawy o bezpieczeństwie morskim oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2023 r. poz. 261).

¹³⁶ Art. 29 ust. 6 Prawa budowlanego.

pollution response plan for an offshore wind farm and a set of facilities.¹³⁵

In addition to the above, the future electricity producer from the offshore wind farm is required to prepare expert reports on the impact of the OWF and the power transmission facilities on (1) national defense systems, including the radar imaging system, technical surveillance, maritime radio communications, and the air traffic control system of the Polish Armed Forces, and (2) the radar imaging system, technical surveillance, and maritime radio communications of the Border Guard.

The above expert opinions are subject to approval by administrative decision by the Minister of National Defense and the minister responsible for internal affairs, respectively. These authorities have three months to do so. The manufacturer must submit a request for approval of the expert opinions before submitting an application for a construction permit. The detailed scope of the aforementioned expert opinions is to be specified by a regulation of the Minister of National Defense in consultation with the minister responsible for internal affairs. The previous regulation issued in this regard has lapsed due to the amendment¹³⁶ of the provision authorizing its issuance.

Compliance by OWF and the power transmission equipment with requirements regarding structural and construction safety in terms of strength, load-bearing capacity, and stability; fire safety; operational safety; environmental protection; and operational conditions appropriate for the intended use of various types of equipment, structures, or installations comprising the offshore wind farm is subject to confirmation through the acquisition of the following certificates:

- design compliance certificate – issued after the construction design has been developed and before notification of the intended start date of construction work (issued indefinitely);
- certificate of commissioning – issued upon completion of construction, but no later than 30 days before the planned date of the first connection to the grid, based on the granted license, of electricity generated from the OWF or a part thereof, confirming the compliance of the construction process with the construction design and the design compliance certificate (issued for a period not exceeding 5 years);
- operational safety certificate – issued before the expiration date of the operating permit, but no earlier than 3 months prior to its expiration, confirming the completeness and accuracy of the documentation regarding proper maintenance and servicing (issued for a period not exceeding 5 years and requiring renewal no earlier than 3 months before the expiration of the operational safety certificate).

¹³⁵ By virtue of the Act of January 13, 2023, amending the Act on Maritime Safety and certain other acts (Journal of Laws of 2023, item 261).

¹³⁶ Article 29(6) of the Construction Law.

Certyfikaty są wydawane przez tzw. uznane organizacje, których wykaz prowadzi minister właściwy ds. 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 Limited, Bureau Veritas Certification France SAS, DNV Renewables Certification GmbH oraz Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH. Uznana organizacja w zakresie niezbędnym do wydawania certyfikatów pełni czynności nadzorcze nad spełnianiem wymagań określonych w wydanych certyfikatach dla MFW lub jej części lub zespołu urządzeń.

2.4. Pozwolenie na budowę

Inwestor mający ostateczny 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 klasyfikowane są jako przedsięwzięcia wymagające przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko, to w celu ich realizacji obowiązkowo należy uzyskać pozwolenie na budowę¹³⁷.

Organem administracji architektoniczno-budowlanej pierwszej instancji właściwym do wydania pozwolenia na budowę dla inwestycji polegającej na budowie MFW oraz infrastruktury przyłączeniowej znajdującej się na morzu jest 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 ekonomicznej¹³⁸.

Przepisy precyzyjnie określają także właściwość miejscową organów administracji architektoniczno-budowlanej oraz nadzoru budowlanego w zależności od usytuowania inwestycji¹³⁹, 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 technicznego od linii wyznaczonej na obszarach morskich przebiegiem południka 16°41'56,70" długości geograficznej wschodniej, a następnie na obszarze województwa zachodniopomorskiego;
- Wojewoda Pomorski oraz Pomorski Wojewódzki Inspektor Nadzoru Budowlanego są organami

Certificates are issued by so-called recognized organizations, a list of which is maintained by the minister responsible for maritime affairs (currently the Minister of Infrastructure). As of the date of publication of this guide, the list includes the following entities: Polski Rejestr Statków S.A., Lloyd's Register Marine Limited, Bureau Veritas Certification France SAS, DNV Renewables Certification GmbH, and Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH. To the extent necessary for issuing certificates, a recognized organization performs supervisory activities to ensure compliance with the requirements specified in the certificates issued for an OWF, or a part thereof, or a group of installations.

2.4. Building permit

An investor holding a final PSZW and EID may proceed to the next stage necessary for the implementation of the investment involving the construction and operation of an OWF, namely obtaining a building permit.

Construction work may only begin on the basis of a building permit decision, unless the specific structure is included on the list of structures specified in Article 29 of the Construction Code, which do not require a building permit. Offshore wind farms are not listed in the aforementioned article; furthermore, since they are classified as projects requiring an environmental impact assessment, a building permit must be obtained for their implementation.¹³⁷

The first-instance architectural and construction administration authority competent to issue a building permit for a project involving the construction of an offshore wind farm and its connection infrastructure located at sea is the voivode, who is the competent authority for matters concerning structures and construction works situated within the technical zone, ports and marinas, internal maritime waters, territorial waters, and the exclusive economic zone.¹³⁸

The regulations also precisely define the territorial jurisdiction of architectural and construction administration authorities and construction supervision authorities depending on the location of the project¹³⁹, i.e.:

- The West Pomeranian Voivode and the West Pomeranian Provincial Building Inspector are the competent authorities with respect to internal maritime waters, territorial waters, the contiguous zone, the exclusive economic zone, seaports and marinas, and the technical zone from the line designated in maritime areas by the meridian 16°41'56.70" east longitude, and subsequently within the West Pomeranian Province;
- The Pomeranian Voivode and the Pomeranian Provincial Building Inspector are the competent authorities with

¹³⁷ Art. 82 ust. 3 pkt 1 Prawa budowlanego.

¹³⁸ Art. 82c Prawa budowlanego.

¹³⁹ A. Kosicki, Art. 33, w: *Prawo budowlane. Komentarz aktualizowany* [online]. System Informacji Prawnej LEX.

¹³⁷ Article 82(3)(1) of the Construction Law.

¹³⁸ Article 82c of the Construction Law.

¹³⁹ A. Kosicki, Article 33, in: *Construction Law. Updated Commentary* [online]. LEX Legal Information System.

właściwymi w odniesieniu do morskich wód wewnętrznych, morza terytorialnego, strefy przyległej, wyłącznej strefy ekonomicznej, morskich portów i przystani oraz pasa technicznego od linii wyznaczonej na obszarach morskich przebiegiem południka 16°41'56,70" długości geograficznej wschodniej, a następnie na obszarze województwa pomorskiego.

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 nie ma obowiązku realizowania projektu inwestycyjnego w całości za jednym razem¹⁴⁰. Prawo budowlane dopuszcza bowiem, pod określonymi warunkami, możliwość etapowania i podziału przedsięwzięcia na części. Możliwość etapowania powstaje w sytuacji, gdy zamierzenie budowlane obejmuje więcej niż jeden obiekt. Inwestor, decydując się na podział przedsięwzięcia, musi mieć jednak na uwadze, że pozwolenie na budowę może dotyczyć obiektu lub zespołu obiektów, które mogą funkcjonować samodzielnie zgodnie z ich przeznaczeniem¹⁴¹. Etapowanie zamierzenia budowlanego następuje wyłącznie na wyraźny wniosek inwestora, który składając wniosek o wydanie pozwolenia na budowę, określa, na czym ma polegać planowane zamierzenie budowlane¹⁴².

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 PSZW¹⁴³. W przypadku oświadczenia mogą powstać pewne wątpliwości interpretacyjne, nie można bowiem uznać, że obszar morski wyłącznej strefy ekonomicznej, na którym zostanie zlokalizowana MFW, stanowi nieruchomość w rozumieniu Kodeksu cywilnego¹⁴⁴. Zgodnie 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

¹⁴⁰ Art. 33 ust. 1 Prawa budowlanego.

¹⁴¹ A. Kosicki, *op. cit.*

¹⁴² Art. 33 ust. 2 Prawa budowlanego.

¹⁴³ Art. 46 ust. 1 Ustawy z 23 kwietnia 1964 r. Kodeks cywilny (t.j. Dz.U. z 2025 r. poz. 1071 ze zm.).

¹⁴⁴ 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.

respect to internal maritime waters, territorial waters, the contiguous zone, the exclusive economic zone, seaports and harbors, and the technical zone extending from the line designated in the maritime areas along the meridian 16°41'56.70" east longitude, and subsequently within the territory of the Pomeranian Voivodeship.

In the case of structures and construction works carried out in both of the aforementioned areas, the competent authority is the voivode and the provincial building inspector in whose jurisdiction the majority of the project's area is located.

As a general rule, a building permit covers the entire construction project; however, there is no obligation to implement the investment project in its entirety at once.¹⁴⁰ Under certain conditions, construction law permits the phasing and division of a project into parts. The possibility of phasing arises when the construction project involves more than one structure. However, when deciding to divide the project, the investor must bear in mind that the building permit may apply to a structure or a complex of structures that can function independently in accordance with their intended purpose.¹⁴¹ The phasing of a construction project occurs exclusively at the express request of the investor, who, when submitting an application for a building permit, specifies the scope of the planned construction project.¹⁴²

The investor attaches a site development plan and an architectural and construction design (along with all permits, approvals, and opinions required by specific regulations) to the application for a building permit. In addition, the investor attaches a statement regarding the right to dispose of the real estate for construction purposes and the PSZW.¹⁴³ Certain interpretive doubts may arise regarding the statement, as it cannot be considered 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.¹⁴⁴ Pursuant to Article 46(1) of the Civil Code, real property consists of parts of the earth's surface constituting a separate object of ownership (land), as well as buildings permanently attached to the land or parts of such buildings, if, under specific provisions, they constitute an object of ownership separate from the land.

In response to a parliamentary inquiry regarding the issue described above, the Ministry of Development noted that, based on a purposive interpretation of the Construction Law and the Maritime Spatial Plan, it must be concluded that the

¹⁴⁰ Article 33(1) of the Construction Law.

¹⁴¹ A. Kosicki, *op. cit.*

¹⁴² Section 33(2) of the Construction Law.

¹⁴³ Article 46(1) of the Act of April 23, 1964, Civil Code (consolidated text: Journal of Laws of 2025, item 1071, as amended).

¹⁴⁴ Response of the Undersecretary of State at the Ministry of Infrastructure and Development – acting on behalf of the Minister – dated June 20, 2014, to Interpellation No. 26476 regarding the conditions for obtaining a building permit for offshore wind farms.

oraz UOM, należy stwierdzić, że PSZW 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 budowlane¹⁴⁵.

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.

Zgodnie z ustawą MFW 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 wpływu¹⁴⁶.

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 wygasa¹⁴⁷. Upływ opisanego terminu powoduje utratę mocy pozwolenia oraz uprawnień w nim zawartych. Jeżeli inwestor chciałby kontynuować realizację przedsięwzięcia, zmuszony jest do uzyskania nowego pozwolenia na budowę.

2.5. Infrastruktura przesyłowa

Ułożenie oraz utrzymywanie kabli podmorskich stanowiących część infrastruktury przyłączeniowej łączącej MFW z infrastrukturą siecią 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 ekonomicznej¹⁴⁸.

PSZW constitutes the sole basis for the use of a maritime area for the construction of an offshore wind farm, and an entity planning such an investment that has obtained the relevant permit is entitled to submit, as part of the procedure for obtaining a building permit, a statement regarding its right to use the property for construction purposes.¹⁴⁵

If the construction design is complete, has all necessary opinions and approvals, complies with regulations (including technical and construction regulations), and is consistent with the provisions of the PSZW, the architectural and construction administration authority issues a building permit.

Pursuant to the OWF Act, a building permit issued for the implementation of an investment project involving the construction and maintenance of an OWF is issued within 90 days from the date of submission of the application for such a decision, while the deadline for reviewing an appeal is 60 days from the date of its receipt.¹⁴⁶

In proceedings before a higher-level authority and before an administrative court, such a building permit cannot be revoked in its entirety or declared invalid in its entirety if the defect affects only the part of the decision concerning the portion of the investment related to the OWF, together with the set of equipment used for power transmission.

A building permit issued for the OWF is additionally subject to immediate enforcement.

If, within 3 years from the date on which the building permit became final, construction has not commenced or if construction has been suspended for a period longer than 3 years, the building permit decision expires.¹⁴⁷ The expiration of this period results in the loss of the permit's validity and the rights contained therein. If the developer wishes to continue the project, they are required to obtain a new building permit.

2.5. Transmission infrastructure

The laying and maintenance of offshore cables that form part of the power evacuation infrastructure linking an OWF to onshore grid infrastructure and enabling the transmission of electricity generated at sea to the national power grid require a separate permit for cables located in internal maritime waters and territorial waters, as well as a separate approval issued by way of a decision for cables located in the exclusive economic zone.¹⁴⁸

¹⁴⁵ Art. 76 ust. 2 oraz ust. 5 Ustawy MFW.

¹⁴⁶ Art. 37 ust. 1 Prawa budowlanego.

¹⁴⁷ Art. 26 ust. 1 oraz art. 27 ust. 1 UOM.

¹⁴⁸ *Ibidem*, art. 26 ust. 2 oraz art. 27 ust. 1.

¹⁴⁵ Article 76(2) and (5) of the Offshore Wind Farm Act.

¹⁴⁶ Article 37(1) of the Construction Law.

¹⁴⁷ Article 26(1) and Article 27(1) of the UOM.

¹⁴⁸ *Ibidem*, Article 26(2) and Article 27(1).

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 ds. gospodarki morskiej¹⁴⁹. Wydanie pozwolenia oraz uzgodnienia poprzedzone jest procedurą opiniowania przez ministrów właściwych ds.: energii, gospodarki, gospodarki surowcami energetycznymi, klimatu, kultury i ochrony dziedzictwa narodowego, rybołówstwa, środowiska, gospodarki wodnej, wewnętrznych oraz ministra obrony narodowej, a w przypadku zespołu urządzeń 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)¹⁵⁰.

Co istotne, dla uzyskania pozwolenia, jak i 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 urządzeń 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 decyzja o udzieleniu koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w tej MFW lub jej części stała się ostateczna (po upływie tego okresu istnieje możliwość przedłużenia ważności na okres do 20 lat, jeżeli kable lub rurociągi zostały ułożone i były utrzymywane zgodnie z wymaganiami określonymi w pozwoleniu lub uzgodnieniu). W przypadku gdy zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy jest wykorzystywany przez więcej niż jedną MFW, 30-letni termin rozpoczyna bieg od dnia, w którym stała się ostateczna pierwsza decyzja o udzieleniu koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej dla którejkolwiek z MFW.

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 w terminie 10 lat od uzyskania przez nie przymiotu ostateczności nie rozpocznie układania kabli albo w terminie 15 lat nie zostanie uzyskana decyzja o udzieleniu koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w MFW lub jej części. Stwierdzenie wygaśnięcia następuje w drodze decyzji¹⁵¹. Odmienne zasady od powyższych zostały zastrzeżone względem pozwoleń i uzgodnień uzyskanych przed 1 czerwca 2019 r., których adresaci również przed tym dniem uzyskali PSZW i uiszcili pierwszą część opłaty za jego wydanie.

¹⁴⁹ *Ibidem*.

¹⁵⁰ *Ibidem*, art. 26 ust. 5–6 oraz art. 27 ust. 1a.

¹⁵¹ *Ibidem*, art. 26 ust. 4 oraz art. 27 ust. 1a.

The competent authority for issuing a permit for cables located in internal maritime waters and territorial waters is the territorially competent director of the maritime office, while for cables in the exclusive economic zone, it is the minister responsible for maritime affairs.¹⁴⁹ The issuance of a permit/approval is preceded by a consultation procedure involving the ministers responsible for energy, economy, energy resources, climate, culture and national heritage protection, fisheries, environment, water management, internal affairs, and the Minister of National Defense, and in the case of a power transmission facility complex as defined by the OWF Act, also the Head of the Internal Security Agency. In addition, the relevant commune head, mayor, or city president participates in the review procedure for cables located in internal maritime waters and territorial waters (if the cables are expected to run along a land section).¹⁵⁰

Importantly, to obtain both the permit and the approval, the applicant must first secure initial grid connection conditions, grid connection conditions or a grid connection agreement.

Both the permit and the approval specify the location of the cables and the methods/conditions for their maintenance. The permit and the approval are issued for a period starting from the date on which the decision became final, until the expiration of 30 years from the date on which the electricity generation license for this OWF or part thereof became final (after this period expires, the validity may be extended for up to 20 years if the cables were laid and maintained in accordance with the requirements specified in the permit or approval). If a set of power evacuation equipment is used by more than one OWF, the 30-year period begins on the date on which the first electricity generation license for any of the offshore wind farms becomes final.

As in the case of PSZWs, the legislature makes the continued validity of the permit and approval contingent upon taking subsequent steps in the OWF development process. The permit and the approval will expire if the investor does not begin laying cables within 10 years of the permit and approval becoming final, or if a decision granting the electricity generation license in the OWF or a part thereof is not obtained within 15 years. The expiration is confirmed by a decision.¹⁵¹ Different rules from those above apply to permits and approvals obtained before June 1, 2019, where the recipients also obtained the PSZW and paid the first installment of the fee for its issuance before that date.

¹⁴⁹ *Ibidem*.

¹⁵⁰ *Ibidem*, Article 26, paras. 5–6, and Article 27, para. 1a.

¹⁵¹ *Ibidem*, Article 26(4) and Article 27(1a).



Karol Warakomski

Project Development Manager Skyborn Renewables

Skyborn jest globalną platformą infrastrukturalną skoncentrowaną na morskiej energetyce wiatrowej. Działamy w Europie, Azji i USA, a nasza siedziba znajduje się w Hamburgu. Mamy kompetencje w całym łańcuchu wartości: od wczesnego developmentu, przez projektowanie i uzyskiwanie pozwoleń, po zarządzanie budową i aktywami oraz eksploatację. Projekty rozwijamy w partnerstwach, bo przy tej skali projektów i ryzyku najlepsze efekty daje połączenie kompetencji doświadczonych partnerów. Polskim offshore interesujemy się od 2017 roku i traktujemy ten rynek jako ważny element naszego portfolio bałtyckiego, na którym mamy bogate doświadczenia. Wywodzimy się z Niemiec, mamy, rozwijamy aktywa w Szwecji i Finlandii, a nasz projekt Gennaker na niemieckim Bałtyku przechodzi w tym roku do fazy budowy.

Postrzegamy Polskę jako jeden z kluczowych rynków rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Europie i aktywnie analizujemy możliwości zaangażowania w nowe projekty. Interesuje nas udział w projektach od możliwie wczesnego etapu, tak aby w pełni wykorzystać nasze doświadczenie, mieć realny wpływ na kluczowe decyzje projektowe, skutecznie zarządzać ryzykami oraz przygotować projekty do fazy budowy i eksploatacji. Nasza strategia zakłada regularny doprowadzanie projektów do FID, realizując je sekwencyjnie – jeden po drugim. Pozytywnie oceniamy stabilność polskiego programu offshore. Ważne jest, że po pierwszej fazie zaplanowano dla drugiej fazy aukcje co dwa lata, z określonymi wolumenami mocy. Dla projektów obejmujących około siedmiu lat developmentu, kilka lat budowy i 35 lat eksploatacji przewidywalność regulacyjna jest kluczowa. Doceniamy dialog administracji z branżą i fakt, że offshore jest w Polsce traktowany jako kluczowy filar transformacji energetycznej.

Nie oznacza to jednak braku wyzwań. Najważniejszym postulatem pozostaje uproszczenie procedur administracyjnych i permittingowych. Są one skomplikowane, często znajdują się na ścieżce krytycznej i wpływają na harmonogram inwestycji. Pomógłby model one-stop-shop albo silna koordynacja po stronie administracji, np. przez pełnomocnika rządu do spraw offshore. Istotne są też kwestie bezpieczeństwa i obronności. Polska ma tu wysoko ustawioną poprzeczkę, co jest zrozumiałe ze względów geopolitycznych, ale podwyższone wymagania dotyczą także inwestorów. Co odróżnia Polskę od innych rynków jest wyprowadzenie mocy. W Polsce odpowiedzialność za przyłącze spoczywa na inwestorze, a punkt przyłączenia znajduje się na lądzie. Być może warto analizować rozwiązania bardziej zoptymalizowane, z większą rolą operatora w infrastrukturze morskiej, które zostały dobrze zweryfikowane w innych państwach.

Warto podkreślić, że rozwój offshore w Polsce jest zaplanowany w sposób kompleksowy – wyznaczone w morskim planie zagospodarowania obszary, harmonogram aukcji oraz plany rozbudowy sieci tworzą dobrze skoordynowaną całość.

Dla dalszego rozwoju sektora ważna będzie standaryzacja. Offshore dojrzeje: stabilizują się parametry turbin, fundamentów, przyłączy, urządzeń portowych i transportowych. Warto, aby rozwój kolejnych projektów wzmacniał standaryzację stosowanych technologii. Nie chodzi o narzucanie standardów regulacyjnych, lecz o przewidywalność technologiczną i biznesową, która pozwoli lepiej planować projekty, realizować je terminowo i optymalnie eksploatować przez dekady.

Skyborn is a global infrastructure platform focused on offshore wind energy. We operate in Europe, Asia, and the U.S., and our headquarters are located in Hamburg. We have expertise across the entire value chain: from early-stage development, through design and permitting, to construction and asset management, and operations. We develop projects in partnerships because, given the scale of these projects and the associated risks, combining the expertise of experienced partners yields the best results. We have been interested in the Polish offshore market since 2017 and view this market as an important part of our Baltic portfolio, where we have extensive experience. We are based in Germany, we own and develop assets in Sweden and Finland, and our Gennaker project in the German Baltic Sea is entering the construction phase this year.

We view Poland as one of the key markets for the development of offshore wind energy in Europe and are actively analyzing opportunities to engage in new projects. We are interested in participating in projects from the earliest possible stage so that we can fully leverage our experience, have a real impact on key project decisions, effectively manage risks, and prepare projects for the construction and operation phases. Our strategy involves regularly bringing projects to FID, implementing them sequentially – one after another. We view the stability of the Polish offshore program positively. It is important that, following the first phase, auctions are scheduled every two years for the second phase, with specified capacity volumes. For projects involving approximately seven years of development, several years of construction, and 35 years of operation, regulatory predictability is crucial. We appreciate the dialogue between the administration and the industry and the fact that offshore energy is treated in Poland as a key pillar of the energy transition.

This does not mean, however, that there are no challenges. The most important demand remains the simplification of administrative and permitting procedures. These are complex, often constitute a critical path, and impact the investment schedule. A one-stop-shop model or strong coordination on the part of the administration – for example, through a government representative for offshore matters – would be helpful. Security and defense issues are also significant. Poland has set the bar high here, which is understandable for geopolitical reasons, but the heightened requirements also affect investors. What distinguishes Poland from other markets is power transmission. In Poland, responsibility for the connection lies with the investor, and the connection point is located onshore. It may be worth exploring more optimized solutions, with a greater role for the operator in offshore infrastructure, which have been well-tested in other countries.

It is worth noting that offshore development in Poland is planned in a comprehensive manner—the areas designated in the marine spatial plan, the auction schedule, and the grid expansion plans form a well-coordinated whole.

Standardization will be crucial for the sector's further development. Offshore is maturing: the parameters of turbines, foundations, connections, port facilities, and transport equipment are stabilizing. It is important that the development of future projects reinforces the standardization of the technologies used. This is not about imposing regulatory standards, but about technological and business predictability – which will allow for better project planning, timely implementation, and optimal operation for decades to come.

Ponadto względem inwestorów, którzy uzyskali PSZW i uiścili pierwszą część opłaty za jego wydanie przed dniem 1 czerwca 2019 r. oraz uzyskali prawo do pokrycia ujemnego salda, zastrzeżono, że pozwolenia i uzgodnienia wygasają, jeżeli układanie kabli nie rozpoczęło się w okresie 3 lat od dnia, w którym decyzja o pozwoleniu na budowę dla MFW stała się ostateczna.

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 włączających postępowania. Natomiast w przypadku pozwoleń dotyczących infrastruktury przesyłowej nie wnosi się opłaty dodatkowej w wysokości stanowiącej 1% wartości planowanego przedsięwzięcia¹⁵².

Wśród różnic pomiędzy pozwoleniem na układanie i utrzymywanie kabli na obszarach morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego a uzgodnieniem w przedmiocie lokalizacji oraz sposobów utrzymywania kabli na obszarze wyłącznej strefy ekonomicznej wskazać można dodatkowy warunek w przypadku uzgodnienia, jakim jest nieutrudnianie wykonywania praw Rzeczypospolitej w wyłącznej strefie ekonomicznej.

3 Aukcje dla MFW

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. Terminy aukcji zostały ustalone ogólnie, określono również 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:

- 2027 r. – 4 GW;
- 2029 r. – 2 GW;
- 2031 r. – 2 GW;
- 2032 r. – 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.

co daje łącznie (z uwzględnieniem przeprowadzonej już aukcji w 2025 r.) 12 GW. Jeśli w danym roku aukcyjnym wygrane oferty nie wyczerpały całego oferowanego wolumenu mocy zainstalowanej elektrycznej, wówczas różnica powiększa wolumen mocy, dla której prawo do

Furthermore, with respect to investors who obtained a PSZW and paid the first installment of the issuance fee before June 1, 2019, and obtained the right to cover the negative balance, it is stipulated that permits and approvals expire if cable laying has not commenced within 3 years from the date on which the building permit for the OWF became final.

In the case of permits and agreements for the laying and maintenance of cables, certain provisions governing the issuance of PSZWs shall apply accordingly. These include provisions specifying the rules of the reviewing authority's proceedings, grounds for refusing to issue a permit or approval, mandatory elements of both decisions, and the content and form of applications initiating proceedings. However, in the case of permits concerning transmission infrastructure, no additional fee amounting to 1% of the value of the planned project is payable.¹⁵²

Among the differences between a permit for the laying and maintenance of cables in internal maritime waters and the territorial sea and an approval regarding the location of cables in the exclusive economic zone, an additional condition may be noted in the case of the approval, namely, not hindering the exercise of the Republic of Poland's rights in the exclusive economic zone.

Auctions for the OWF

3.1. Dates and capacities

The subject of the auction is the right to cover the negative balance for electricity generated in MFWs and fed into the grid by generators. The organization of the auctions, including their announcement and conduct, has been entrusted to the President of the Energy Regulatory Office. The auction dates have been set in advance, and the maximum total installed capacity of OWFs eligible to be granted the right to cover a negative balance has also been determined. Auctions will take place in the following years and for the following maximum installed capacity of MFWs:

- 2027 – 4 GW;
- 2029 – 2 GW;
- 2031 – 2 GW;
- 2032 – this auction will be held if the capacity volume offered in 2031 has not been fully utilized and if the unused capacity volume is at least 500 MW.

which gives a total (including the auction already held in 2025) of 12 GW. If, in a given auction year, the winning bids did not exhaust the entire offered volume of installed electrical capacity, then the difference increases the capacity volume for which the right to cover a negative balance may be granted through a subsequent auction. On

¹⁵² Dz.U. z 2021 r. poz. 1938.

¹⁵² Journal of Laws of 2021, item 1938.

pokrycia ujemnego salda może zostać przyznane w drodze kolejnej aukcji. Na tej podstawie w 2027 r. prawo do pokrycia ujemnego salda będzie mogło zostać przyznane dla 4,5 GW.

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 wyżej wskazane wielkości maksymalnej mocy elektrycznej MFW.

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

Projekty morskiej energetyki wiatrowej mogą brać udział w aukcji, jeżeli:

- posiadają zaświadczenie o dopuszczeniu do udziału w aukcji oraz
- wytwórca ustanowi 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.

Uzyskanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji poprzedza procedura prekwalfikacji prowadzona przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Inwestorzy powinni wykazać, że dana instalacja spełnia następujące kryteria:

- posiada wstępne warunki przyłączenia albo zawartą umowę o przyłączenie;
- posiada prawomocne pozwolenie na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich;
- posiada decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach;
- przedstawiony został harmonogram rzeczowo-finansowy 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;
- przedstawiony został schemat elektryczny (jednokreskowy) MFW oraz zespołu urządzeń służących do wyprowadzania mocy; oraz
- przedłożono mapę potwierdzającą, że lokalizacja MFW odpowiada granicom obszaru określonego w załącznikach nr 1 lub 2 do Ustawy MFW (w razie dwóch MFW zlokalizowanych w tym samym obszarze mapa powinna dodatkowo precyzyjnie wskazywać granice obu MFW).

Ponadto wniosek o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji powinien:

this basis, in 2027, the right to cover a negative balance may be granted for 4.5 GW.

At the same time, it is anticipated that auctions may also be conducted in years other than those indicated above, starting from 2033, if the Council of Ministers decides to hold them by way of a regulation. Furthermore, in cases specified in the MFW Act, the Council of Ministers may, by regulation, reduce the aforementioned maximum MFW installed capacity limits.

Ensuring that auctions are held on specific dates, along with specifying the maximum installed electrical capacity of MFWs for which support may be granted, is intended to encourage investors to make investment decisions.

3.2. Application requirements and auction eligibility

Offshore wind energy projects may participate in the auction if:

- they hold a certificate of eligibility to participate in the auction and
- the developer provides security in the form of (i) a deposit of PLN 60 (approximately EUR 14) per 1 kW of installed electrical capacity of the offshore wind farm, or (ii) an equivalent bank or insurance guarantee.

Obtaining a certificate of eligibility for the auction is preceded by a prequalification procedure conducted by the President of the Energy Regulatory Office. Investors must demonstrate that the facility in question meets the following criteria:

- obtained the initial grid connection conditions or has entered into a grid connection agreement;
- holds a valid and final PSZW;
- has a decision on environmental conditions;
- a material and financial schedule for the construction of the OWF, together with a set of power evacuation facilities, has been submitted, ensuring the generation and transmission of electricity from the OWF to the grid;
- a supply chain plan for materials and services has been attached;
- an electrical diagram (single-line diagram) of the OWF and the power evacuation equipment has been submitted; and
- a map has been submitted confirming that the location of the OWF corresponds to the boundaries of the area specified in Annexes 1 or 2 to the OWF Act (in the case of two OWFs located in the same area, the map should additionally precisely indicate the boundaries of both OWFs).

In addition, the application for a certificate of admission to the auction should:

- wskazywać lokalizację i moc zainstalowaną elektryczną MFW;
- wskazywać miejsce albo miejsca przyłączenia MFW do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej, wskazane we wstępnych warunkach przyłączenia, bądź w umowie o przyłączenie;
- zawierać oświadczenie wytwórcy o tym, że przedsiębiorstwo nie znajduje się w trudnej sytuacji (w rozumieniu przepisów unijnych) oraz że na przedsiębiorstwie nie ciąży obowiązek zwrotu pomocy publicznej wynikający z decyzji Komisji Europejskiej.

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.

W nowelizacji Ustawy MFW z 2025 r. przewidziano możliwość ubiegania się o tzw. wstępne zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji. Wstępne zaświadczenie nie daje co prawda wytwórcy możliwości udziału w aukcji, ale pozwala mu się do niej przygotować poprzez skrócenie czasu na wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji. Wstępne zaświadczenie jest ważne przez 12 miesięcy i może zostać wydane po przedłożeniu wszystkich dokumentów wymienionych powyżej, poza decyzją o środowiskowych uwarunkowaniach. Następnie, po przedłożeniu brakującej decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydaje zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji w terminie 14 dni.

3.3. Przebieg i rozstrzygnięcie aukcji

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki informuje o dacie aukcji nie później niż 3 miesiące przed dniem jej rozpoczęcia. Ponadto nie później niż 30 dni przed terminem aukcji Prezes Urzędu Regulacji Energetyki publikuje ogłoszenie o aukcji zawierające m.in.: godziny otwarcia i zamknięcia sesji aukcji, maksymalną łączną moc zainstalowaną elektryczną MFW, w odniesieniu do których może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda, informację o maksymalnej dostępnej łącznej mocy zainstalowanej MFW dla poszczególnych miejsc przyłączenia do sieci.

Ze względu na ograniczoną podaż projektów wszystkie MFW, niezależnie od ich parametrów technicznych, rywalizują w jednym koszyku aukcyjnym. Licytujący składa ofertę wskazującą m.in.:

- szacunkową ilość energii elektrycznej wyrażoną w MWh, z rozbiciem na kolejną 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 cena maksymalna określona w stosownym rozporządzeniu ministra właściwego ds. klimatu;
- miejsce przyłączenia MFW do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej;

- specify the location and installed electrical capacity of the OWF;
- specify the point or points of connection of the OWF to the transmission or distribution grid, as indicated in the initial grid connection conditions or in the grid connection agreement;
- include a statement by the generator that the company is not in financial difficulty (as defined by EU regulations) and that the company is not subject to an obligation to repay state aid resulting from a decision of the European Commission.

Once the prequalification criteria are met, the President of the Energy Regulatory Office issues a certificate of eligibility to participate in the auction within 45 days. This certificate remains valid for 36 months from the date of issuance.

The 2025 amendment to the MFW Act provides for the possibility of applying for a so-called preliminary certificate of eligibility for the auction. While the preliminary certificate does not allow the generator to participate in the auction, it enables the generator to prepare for it by shortening the time required to issue the certificate of eligibility for the auction. The preliminary certificate is valid for 12 months and may be issued upon submission of all the documents listed above, except for the environmental decision. Subsequently, upon submission of the missing environmental decision, the President of the Energy Regulatory Office issues the auction admission certificate within 14 days.

3.3. Auction procedure and results

The President of the Energy Regulatory Office announces the auction date no later than 3 months before the start of the auction. Furthermore, no later than 30 days before the auction date, the President of the Energy Regulatory Office publishes an auction notice containing, among other things: the opening and closing times of the auction session, the maximum total installed capacity of the MFWs for which the right to cover a negative balance may be granted, and information on the maximum available total installed capacity of the MFWs for individual grid connection points.

Due to the limited supply of projects, all MFWs, regardless of their technical parameters, compete in a single auction basket. Bidders submit an offer indicating, among other things:

- the estimated amount of electricity, expressed in MWh and broken down by consecutive years, that the generator plans to generate at the OWF and feed into the grid to cover a negative balance;
- the price expressed in PLN/MWh at which the bidder agrees to settle the electricity under a contract for difference, but not higher than the maximum price specified in the relevant regulation of the minister responsible for climate;
- the point of connection of the MFW to the transmission or distribution grid;

- planowaną datę rozpoczęcia i zakończenia sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu wsparcia.

Aukcji nie rozstrzyga się, jeżeli zostały złożone mniej niż trzy ważne oferty. W takim przypadku moc przeznaczona do danej aukcji powiększa maksymalną moc zainstalowaną MFW dostępną w kolejnej aukcji.

Na podstawie obowiązującego brzmienia Ustawy MFW wsparcie jest przyznawane wytwórcom oferującym najniższą cenę energii elektrycznej wytworzonej w MFW. Jeżeli kilku oferentów zaoferuje tę samą najniższą cenę energii elektrycznej, decyduje kolejność złożonych ofert. Oferty zwycięskich wytwórców nie mogą łącznie przekraczać:

- 100% łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej MFW dla danego miejsca przyłączenia;
- 100% maksymalnej łącznej mocy zainstalowanej MFW objętej daną aukcją;
- 90% łącznej mocy zainstalowanej MFW objętej wszystkimi ofertami.

Ostatni punkt, zwany zasadą 90%, 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 przyłączenia. Zasada ta nie podlega żadnym wyjątkom.

W odniesieniu do pierwszego punktu, tj. zasady, by zwycięska oferta nie przekroczyła mocy dostępnej w danym punkcie przyłączenia, zakłada ona, że w takim przypadku bierze się pod uwagę następną w kolejności ofertę z najniższą ceną. Może się zatem zdarzyć tak, że aukcję wygra oferta z ceną wyższą, ale tylko jeśli MFW nią objęta nie doprowadzi do przekroczenia mocy dostępnej w danym punkcie przyłączenia. Wreszcie, w odniesieniu do drugiego z ww. pułapów, tj. wymogu, by zwycięskie oferty nie przekroczyły 100% wolumenu dostępnego w danej aukcji, ustawa MFW przewiduje możliwość zastosowania wyjątków. Pozwalają one 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 objętą aukcją, ale nie przekracza mocy zainstalowanej w danym miejscu przyłączenia. Przy łącznym spełnieniu określonych ustawowo warunków taka oferta w dalszym ciągu może wygrać i zagwarantować sobie prawo do pokrycia ujemnego salda. Wówczas wielkość mocy zainstalowanej, o którą przekroczony został limit aukcyjny, pomniejsza maksymalną moc zainstalowaną, w odniesieniu do której uzyskać można prawo do pokrycia ujemnego salda w kolejnej aukcji.

Cena była więc kluczowym elementem rozstrzygającym aukcję w 2025 r. Można się jednak spodziewać, że zasada ta ulegnie zmianie dla kolejnych aukcji, gdzie pewną wagę trzeba będzie nadać tzw. kryteriom niecenowym, o czym więcej w odpowiedniej części tego Raportu.

- the planned start and end dates for the sale of electricity under the support scheme.

The auction is not awarded if fewer than three valid bids have been submitted. In such a case, the capacity allocated to that auction is added to the maximum installed capacity of the MFW available in the next auction.

Under the current wording of the OWF Act, support is granted to generators offering the lowest price for electricity generated in the OWF. If several bidders offer the same lowest price for electricity, the order in which the bids were submitted is decisive. The bids of the winning generators may not collectively exceed:

- 100% of the total installed capacity of the MFW for a given grid connection point;
- 100% of the maximum total installed capacity of the MFW covered by a given auction;
- 90% of the total installed capacity of the MFW covered by all bids submitted for a given auction.

The last point, known as the 90% rule, is intended to ensure the competitiveness of bids even in cases where the total capacity of the projects participating in a given auction does not exceed the total installed capacity for a given grid connection point. This rule is subject to no exceptions.

With regard to the first point, i.e., the rule that the winning bid must not exceed the capacity available at a given grid connection point, it assumes that in such a case, the next bid in line with the lowest price is considered. It may therefore happen that an offer with a higher price wins the auction, but only if the MFW covered by it does not result in the available capacity at a given grid connection point being exceeded. Finally, regarding the second of the aforementioned caps – namely, the requirement that winning bids not exceed 100% of the volume available in a given auction – the MFW Act provides the exceptions. These allow for the maximization of the support granted. The exception refers to a mechanism addressing a situation where the next-lowest bid exceeds (by no more than 500 MW) the remaining available installed capacity covered by the auction, but does not exceed the installed capacity at a given grid connection point. Provided that certain statutory conditions are met, such a bid may still win and secure the right to cover a negative balance. In that case, the amount of installed capacity by which the auction limit was exceeded reduces the maximum installed capacity for which the right to cover a negative balance can be obtained in the next auction.

Price was therefore the key factor determining the outcome of the 2025 auction. However, it can be expected that this rule will change for subsequent auctions, where some weight will need to be given to so-called non-price criteria, as discussed further in the relevant section of this Report.

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki niezwłocznie po zamknięciu sesji aukcji podaje do publicznej wiadomości i aktualizuje na swojej stronie internetowej informacje o:

- wynikach aukcji, tj. m.in. wytwórcach, których oferty wygrały aukcję, cenach tych ofert, mocy zainstalowanej elektrycznej poszczególnych MFW objętych tymi ofertami oraz planowanych datach pierwszego wytworzenia energii elektrycznej albo o
- przyczynach unieważnienia aukcji.

Aukcję można unieważnić tylko wtedy, gdy wszystkie oferty zostały odrzucone lub nie można jej było przeprowadzić z przyczyn technicznych.

Wytwórca, którego oferta wygrała aukcję, w terminie 60 dni od dnia otrzymania informacji o wynikach aukcji przedkłada Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki zweryfikowaną przez biegłego rewidenta analizę finansową inwestycji w zakresie MFW ze wskazaniem oczekiwanej wewnętrznej stopy zwrotu z tej inwestycji.

3.4. Wyniki aukcji 2025

Pierwsza aukcja offshore odbyła się 17 grudnia 2025 r., a jej wyniki zostały opublikowane przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki już kolejnego dnia (18 grudnia 2025 r.) Do aukcji przystąpiło czterech wytwórców, spośród których wsparcie zostało udzielone trzem projektom o łącznej mocy zainstalowanej 3,435 GW.

Tabela 10. Zwycięskie projekty prezentują się następująco:

Wytwórca Generator	Nazwa projektu Project Name	Cena ofertowa w PLN/MWh Bid price in PLN/ MWh	Moc zainstalowana w MW Installed capacity in MW
ORLEN Neptun VIII Sp. z o.o.	Morska Farma Wiatrowa Baltic East <i>Baltic East Offshore Wind Farm</i>	476,88	900
Elektrownia Wiatrowa Baltica 9 Sp. z o.o. <i>Baltica 9 Wind Farm Sp. z o.o.</i>	MFW Baltica 9 <i>Baltica 9 Offshore Wind Farm</i>	489,00	975
MFW Bałtyk I S.A.	MFW Bałtyk I	492,32	1560

Złożone oferty nie przekroczyły maksymalnej łącznej mocy zainstalowanej MFW dostępnej dla poszczególnych miejsc przyłączenia oraz mocy dostępnej w danej aukcji. Niemniej na wyniki aukcji miała wpływ opisana powyżej zasada 90% (zwana inaczej zasadą „wymuszenia konkurencji”). W wyniku jej zastosowania wsparcie nie zostało udzielone projektowi MFW Baltica 1 o mocy zainstalowanej 896 MW.

Łączna szacunkowa ilość energii elektrycznej, jaką wytwórcy, którzy wygrali aukcję, planują wytworzyć oraz wprowadzić do sieci w celu uzyskania prawa do pokrycia ujemnego salda, wyniosła ponad 330 TWh. Wszystkie

Immediately after the auction session closes, the President of the Energy Regulatory Office publishes and updates on its website information regarding:

- the auction results, i.e., among other things, the generators whose bids won the auction, the prices of those bids, the installed electrical capacity of the individual power plants covered by those bids, and the planned dates of the first electricity generation, or
- the reasons for canceling the auction.

An auction may be canceled only if all bids have been rejected or if it could not be conducted for technical reasons.

A generator whose bid won the auction shall, within 60 days of receiving information on the auction results, submit to the President of the Energy Regulatory Office a financial analysis of the OWF, verified by a certified public accountant, indicating the expected internal rate of return on that investment.

3.4. Results of the 2025 auction

The first offshore auction took place on December 17, 2025, and its results were published by the President of the Energy Regulatory Office the very next day (December 18, 2025). Four generators participated in the auction, of which support was granted to three projects with a total installed capacity of 3.435 GW.

Table 10. The winning projects are as follows:

The bids submitted did not exceed the maximum total installed capacity of offshore wind farms available for individual grid connection points or the capacity available in a given auction. Nevertheless, the auction results were influenced by the 90% rule described above (also known as the “competition enforcement” rule). As a result of its application, support was not granted to the Baltica 1 offshore wind farm project with an installed capacity of 896 MW.

The total estimated amount of electricity that the winning generators plan to produce and feed into the grid to obtain the right to cover a negative balance exceeded 330 TWh.

zwycięskie projekty planują po raz pierwszy wytworzyć energię w ramach systemu wsparcia w grudniu 2032 r.

All winning projects plan to generate electricity under the support scheme for the first time in December 2032.



Agnieszka Chądyńska

Head of Tax Region Europe Ørsted

Ørsted wraz z PGE buduje morską farmę wiatrową Baltica 2, jedną z największych inwestycji na Morzu Bałtyckim. W projektach tej skali bardzo szybko staje się jasne, że kwestie podatkowe nie są już tematem „na później”. Bez dobrej jakości danych i dobrze zorganizowanych procesów nie da się realizować takich projektów, niezależnie od tego, jak dobrze wszystko wygląda na papierze. Jest to szczególnie widoczne w Polsce. W przypadku podatku VAT duża część pracy nadal polega na uzgadnianiu danych między systemami sprawozdawczymi i finansowymi. Może się to wydawać proste, ale w praktyce jest czasochłonne i stwarza ryzyko. Ponadto projekty offshore wiążą się ze specyficznym traktowaniem wyłącznej strefy ekonomicznej, która jest uznawana za terytorium Polski. Oznacza to, że podatek VAT ma zastosowanie w sytuacjach, w których w innych krajach podejście może być inne – co ma bezpośredni wpływ na przepływy pieniężne. W przypadku dostaw z montażem realizowanych przez zagranicznych wykonawców należy jasno określić, kto rozlicza podatek VAT – dostawca czy klient. Nie jest to kwestia teoretyczna, ma to bezpośredni wpływ na codzienne funkcjonowanie projektu i jego płynność finansową.

Jednocześnie wymagania sprawozdawcze stają się coraz bardziej złożone, zarówno w związku z rozwojem e-fakturowania i raportowania danych w czasie rzeczywistym, jak i wdrażaniem nowych obowiązków, takich jak SAF-T dla podatku dochodowego od osób prawnych (JPK CIT). Nie są to już odrębne procesy – wszystko musi funkcjonować w ramach jednego spójnego przepływu danych.

W zakresie CIT i WHT wyzwania są również praktyczne. Ograniczenia dotyczące możliwości odliczenia kosztów finansowania oraz mechanizmy takie jak pay-and-refund oznaczają, że część podatku musi zostać sfinansowana z góry. Przy takiej skali inwestycji ma to realny wpływ na projekt.

Patrząc dalej w przyszłość, znaczenia nabierają także podatek od nieruchomości i amortyzacja, zwłaszcza sposób i moment rozpoznania kosztów dla celów podatkowych. W przypadku projektów trwających kilka lat nie są to proste decyzje i mogą mieć znaczący wpływ w dłuższej perspektywie. Ponieważ nie ma jeszcze jednego ustalonego podejścia, pozostaje pewien poziom niepewności. Z drugiej strony władze podatkowe są otwarte na dialog i czerpią z doświadczeń innych krajów, co jest pozytywnym sygnałem.

Niezbędna staje się również ścisła współpraca z organami celnymi. Przy złożonych łańcuchach dostaw nie można już traktować podatków i cel jako odrębnych obszarów. Zgodność z przepisami ma globalny charakter, konieczne jest zapewnienie compliance nie tylko w Polsce, ale we wszystkich jurysdykcjach, w których powstają obowiązki podatkowe lub rejestracyjne. Ponadto globalne regulacje, takie jak Pillar 2, dodatkowo zwiększają poziom złożoności. Ostatecznie podatki w projektach offshore to nie tylko kwestia compliance, lecz praktycznego zarządzania ryzykiem.

Ørsted, together with PGE, is building the Baltica 2 offshore wind farm – one of the largest investments in the Baltic Sea. In projects of this scale, one thing becomes clear very quickly: tax is no longer a topic “for later.” Without good-quality data and well-structured processes, it is not possible to run such projects – regardless of how well things look on paper. This is particularly visible in Poland. In VAT, a large part of the work is still about reconciling data between reporting and financial systems. It may sound simple, but in practice it is time-consuming and creates risk. On top of that, offshore projects bring the specific treatment of the exclusive economic zone, which is considered Polish territory. This means VAT applies in situations where, in other countries, the approach may be different – with a direct impact on cash flow. For supplies with installation from foreign contractors, it needs to be clearly determined who settles VAT – the supplier or the customer. This is not theoretical – it directly affects how the project operates on a day-to-day basis and has a real cash flow impact.

At the same time, reporting requirements are becoming more complex. We are moving towards e-invoicing, real-time data, and new obligations such as SAF-T for corporate income tax (JPK CIT). These are no longer separate processes – everything needs to work within one consistent data flow.

In CIT and WHT, the challenges are equally practical. Limitations on the deductibility of financing costs and mechanisms such as “pay and refund” mean that part of the tax needs to be financed upfront. On this scale of investment, this has a real impact on the project.

Looking further ahead, topics such as property tax and depreciation also become relevant, in particular how and when the costs are recognized for tax purposes. In projects that run over several years, these are not straightforward decisions and can have a significant impact over time. As there is no single established approach yet, a certain level of uncertainty remains. At the same time, tax authorities are open to dialogue and are drawing on experience from other countries, which is a positive sign.

Close cooperation with customs is also becoming essential. With complex supply chains, it is no longer possible to treat tax and customs as separate areas. Compliance is becoming global – it is necessary to ensure compliance not only in Poland, but in all jurisdictions where tax or registration obligations arise. On top of this, global regulations such as Pillar 2 further increase the level of complexity. Ultimately, tax on offshore projects is no longer just a compliance exercise. It is about managing risks in practice.

4 Budowa i eksploatacja MFW

4.1. Koncesja na wytwarzanie energii

Wytworzenie i wprowadzenie energii elektrycznej do sieci musi odbywać się na podstawie uzyskanej przez wytwórcę koncesji 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 B).

W przypadku MFW warto zwrócić uwagę, że przy składaniu wniosku o udzielenie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w MFW, a następnie w całym okresie wsparcia, na wytwórcy spoczywa obowiązek regularnego, tj. raz do roku, informowania Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o nieudzieleniu pomocy inwestycyjnej bądź 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 uiszczenie 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 dnia 12 października 2021 r. w sprawie opłaty koncesyjnej¹⁵³.

¹⁵³ 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).

Construction and operation of an offshore wind farm

4.1. Power generation license

The right to generate, feed into the grid and sale of electricity must be based on an electricity generation license obtained by the producer. Obtaining a license for electricity generation from an offshore wind farm generally takes place under the same conditions set forth in the Energy Law that apply to onshore wind farms and other renewable energy installations.

In the case of offshore wind farms, it is worth noting that when submitting an application for an electricity generation license for an offshore wind farm, and subsequently throughout the entire support period, the generator is required to regularly – i.e., once a year – inform the President of the Energy Regulatory Office of not-receiving other investment aid or to provide the value of such aid and the corresponding recalculation of the auction price. Submitting a false statement is punishable by criminal sanctions, and additionally by an administrative fine for the untimely submission of the required statements to the President of the Energy Regulatory Office.

Another significant aspect of the electricity generation license for offshore wind farms is the obligation to pay the license fee. Offshore wind farms are not subject to property tax, which is mandatory for onshore renewable energy technologies. For this reason, the legislature has included provisions imposing an additional license fee on offshore wind farm operators.

The fee is paid together with the existing license fee calculated in accordance with Article 34(2) of the Energy Law.

The basis for the additional fee is the installed capacity of the given offshore wind farm, and it is calculated as the product of the installed electrical capacity of the offshore wind farm expressed in MW and the relevant coefficient specified in the implementing regulations issued pursuant to Article 34(6) of the Energy Law.

The amount of this coefficient is currently PLN 23,000/MW and was specified in the Regulation of the Council of Ministers of October 12, 2021, on the concession fee.¹⁵³

¹⁵³ Decree of the Minister of Climate and Environment of March 30, 2021 on the maximum price for electricity generated in an offshore wind farm and injected into the grid in PLN per 1 MWh, which is the basis for the settlement of the right to cover the negative balance (Journal of Laws of 2021, item 587).

4.2. Termin na wejście do systemu aukcyjnego

Podstawowym obowiązkiem wytwórcy, który uzyskał decyzję Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o przyznaniu prawa do pokrycia ujemnego salda (pierwsza faza systemu wsparcia) lub wygrał aukcję na sprzedaż energii elektrycznej (druga 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 możliwość wydłużenia terminu spełnienia powyższego obowiązku. Wytwórca może złożyć wniosek do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o wydłużenie 7-letniego 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.);
- 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 120 dni okres niezbędny do realizacji inwestycji w wyniku zaistniałych opóźnień (jeśli wniosek dotyczy instalacji, dla której ustanowiono zabezpieczenie w postaci gwarancji bankowej lub ubezpieczeniowej). Wydłużenie terminów następuje o czas niezbędny do realizacji inwestycji, nie dłuższy niż okres wskazany we wniosku oraz czas opóźnień spowodowanych wyżej wskazanymi zdarzeniami i ich skutkami, przy czym w stosunku do opóźnień spowodowanych zdarzeniami osób trzecich nie może to być więcej niż 12 miesięcy.

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 wspomnianych 7 lat (z uwzględnieniem możliwości przedłużenia tego terminu, o czym mowa była powyżej) poinformuje Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o braku możliwości spełnienia zobowiązania do wytworzenia i wprowadzenia do sieci energii elektrycznej w określonym terminie. Następnie w ciągu 24 miesięcy od dnia upływu tych terminów wytwórca powinien wytworzyć i wprowadzić do sieci

Deadline for entering the auction system

The primary obligation of a generator who has obtained a decision from the President of the Energy Regulatory Office granting the right to cover a negative balance (first phase of the support system) or has won an auction for the sale of electricity (second phase of the support system) is to generate and feed into the grid for the first time the electricity generated in the MFW within 7 years from the date of issuance by the President of the Energy Regulatory Office of the amending decision (i.e., the decision setting the price serving as the basis for settling the negative balance) or from the date of the auction session's close, respectively. In both cases, the generator should already hold a license to generate electricity.

It is possible to extend the deadline for fulfilling the above obligation. The generator may submit a request to the President of the Energy Regulatory Office to extend the 7-year deadline for the first generation of electricity in the following situations:

- force majeure, understood as an event or series of events beyond the producer's control that the producer could not have avoided or overcome (including natural disasters, wars, acts of terrorism, riots, etc.);
- a breach by the transmission system operator or distribution system operator of the schedule for the implementation of the connection agreement by the period by which such operator breached the schedule;
- an event, act, or omission by a third party resulting from circumstances for which the producer is not responsible.

The producer is required to attach to the request for an extension, among other things, a bank or insurance guarantee whose validity period exceeds by 120 days the time necessary to complete the investment as a result of the delays that have occurred (if the request concerns an installation for which security in the form of a bank or insurance guarantee has been established). The extension of deadlines is granted for the time necessary to complete the investment, not exceeding the period specified in the application and the duration of delays caused by the aforementioned events and their consequences; however, for delays caused by third-party events, this may not exceed 12 months.

Failure to generate electricity by the deadlines to which the producer has committed does not result in the complete loss of support. It is provided that in such a situation, the producer is entitled to coverage of the negative balance if, no later than 12 months before the expiration of the aforementioned 7 years (considering the possibility of extending this deadline, as mentioned above) informs the President of the Energy Regulatory Office of the inability to fulfill the obligation to generate and feed electricity into the grid by the specified deadline. Subsequently, within 24 months from the expiration of these deadlines, the generator must

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, a cena ofertowa nie będzie podlegać waloryzacji za okres opóźnienia.

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.

generate and feed electricity into the grid. In such a case, support will be granted only for the amount of electricity resulting from that portion of the installed capacity of the MFW for which the generator obtained a license, and the bid price will not be subject to indexation for the period of delay.

If the producer fails to fulfill the obligation to generate electricity within the statutory deadlines, including any extensions, the security deposit shall be forfeited to the President of the Energy Regulatory Office, or the President of the Energy Regulatory Office shall enforce the bank or insurance guarantee with respect to the amount corresponding to that portion of the installed electrical capacity of the MFW for which the generator did not obtain a license to generate electricity within the prescribed time limit – unless the producer demonstrates that the failure to meet the obligation resulted from circumstances for which it is not responsible.



Morska energetyka wiatrowa

**Uwarunkowania
i perspektywy
biznesowe**

Offshore wind power

**Business conditions
and perspectives**

1 Finansowe aspekty inwestycji w morską energetykę wiatrową w Europie

1.1. Nakłady inwestycyjne

Nakłady inwestycyjne ponoszone w ramach budowy morskich farm wiatrowych (dalej jako: 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 (ang. *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 (ang. *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 obejmująca etap układania kabli na odcinku morskim oraz na odcinku lądowym,
- instalacja turbin wiatrowych i rozruch,
- budowa lądowej stacji elektroenergetycznej,
- budowa bazy eksploatacyjnej.

Financial aspects of investment in offshore wind energy in Europe

1.1. Capital expenditures

The capital expenditures incurred in the construction of offshore wind farms (hereinafter: OWFs) are naturally higher than those associated with onshore power plants. This is primarily due to the difficulties associated with transport and the construction of foundations, as well as the higher capital intensity of investments in offshore turbines, which have significantly higher power output than turbines used in onshore wind farms.

In the first phase of the investment, so-called DEVEX (development expenses) are incurred, which primarily relate to project preparation. In this phase, the investor bears the costs of seabed surveys, preparation of design and engineering specifications, engineering consulting regarding electrical installations, obtaining permits for onshore work, legal services (including support in concluding agreements regarding land title), environmental studies and technical expert opinions, a feasibility study for construction regarding O&M, and architectural services. Local costs include, among others, fees paid to the grid operator for connection, as well as fees for obtaining a building permit and for the construction or use of artificial islands, structures, and equipment in Polish maritime areas.

The next stage is the actual construction of the offshore wind farm. In this case, we are referring to CAPEX (capital expenditures), which cover such costs as foundations, wind turbines (purchase, delivery, installation), power transmission equipment (including offshore and onshore substations, internal subsea cables, and the cable route to the onshore substation), and installations (intermediate platforms, service port, and installation port, as well as installation activities).

The OWF installation process is divided into the following stages:

- preliminary and research processes,
- foundation installation,
- installation of the offshore power station,
- cabling installation, including the laying of cables in the offshore and onshore sections,
- installation of wind turbines and commissioning,
- construction of an onshore power station,
- construction of an operations base.

Tabela 11. Udział poszczególnych kategorii CAPEX-owych w budowie MFW w Polsce

Element / Element	Udział % / Share %
Turbiny / Turbines	36
Fundamenty / Foundations	15
Sieci kablowe / Cabling	12
Morska stacja transformatorowa / Offshore transformer station	9
Prace lądowe (w tym lądowa stacja) / Onshore works (including an onshore estimates)	7
Instalacja / Installing	21
SUMA / Total	100

Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA.

Table 11. Share of particular CAPEX categories in the construction of OWFs in Poland

Source: Baker Tilly TPA.

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 fazie I wsparcia polskiego rynku offshore wynosi 7,06 MW/km²; z kolei dla projektów rozwijanych w ramach fazy II wsparcia średnia gęstość wynosi 9,27 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 model breakdown of the above categories within the total investment expenditures. The data presented includes average values for the share of individual investment expenditures incurred during the construction of an offshore wind farm. It is worth noting that costs will increase as the distance of the farm from the shore increases, due to the need to transport components over a longer distance. Higher expenditures may be justified because offshore areas farther from the coast are characterized by higher wind speeds, which increases the productivity (and consequently the return on investment) of a given farm. For example, the Central Shoal area has the best wind conditions, but it is significantly farther from the shore, which increases the necessary investment costs.

The level of capital expenditures will also depend on the depth at which the foundations for the offshore wind farm towers will be installed. The greater the depth, the more complex the technological process involved in installing the foundations, resulting in higher costs for constructing the offshore wind farm.

Another factor influencing CAPEX and the productivity of a given farm is the density (measured in MW/km²). Generally speaking, the higher the density, the lower the installation cost, but the lower the future productivity. This is due to the effect of wind flow disruption, known as the aerodynamic shadow. The average density among projects developed in Phase I of the Polish offshore market support program is 7.06 MW/km²; in contrast, for projects developed under Phase II of the support program, the average density is 9.27 MW/km².

In terms of expenditures incurred for the purchase of turbines, an inverse proportionality to installed capacity is observed. The higher the capacity of the installed turbine, the lower the expenditure per 1 MW.

Dla celów naszej analizy zebraliśmy informacje na temat wielkości poniesionych lub planowanych wydatków inwestycyjnych na budowę MFW na Bałtyku. Skorzystaliśmy ze źródeł informacji, którymi są:

- nakłady poniesione historycznie na wybudowanie wybranych MFW na Morzu Bałtyckim funkcjonujących od 2011 r. na obszarach innych państw (Niemcy, Dania, Szwecja) – wykorzystane jako reprezentatywny przykład dla MFW mających powstać na polskich obszarach morskich (dalej na wykresie 25 jako: Rynek Bałtyk Offshore);
- szacunki CAPEX z raportów deweloperów dla MFW mających rozpocząć produkcję energii elektrycznej na Bałtyku w latach 2026–2027 (dalej na wykresie 25 jako: Założenia Offshore);
- szacunek CAPEX wynikający z prezentacji PGE Baltica z marca 2026 r.: Offshore Wind 2026+: Global Trends, PGE Baltica Portfolio and Financial Model Insights (dalej na wykresie 25 jako: Założenia PGE Baltica).

Wartości historyczne, zaobserwowane dla farm wiatrowych na wodach Morza Bałtyckiego należących do innych krajów, ograniczono jedynie do farm, które rozpoczęły działalność operacyjną po 2011 r., ze względu na konieczność zachowania spójności i porównywalności, m.in. z powodu dużych zmian w technologiach. Dane te dotyczą siedmiu farm o łącznej mocy zainstalowanej 2857 MW. Średni CAPEX po uwzględnieniu indeksacji na podstawie wskaźnika inflacji dla strefy euro dla tych projektów przeliczony na 1 MW wyniósł około 19,5 mln PLN.

Ponadto szacunek wysokości CAPEX/MW w cenach bieżących dla morskich farm wiatrowych mających powstać na Morzu Bałtyckim, których czas rozpoczęcia produkcji przewiduje się na lata 2026–2027, znajduje się w przedziale 17,5–20 mln PLN/MW. Zwracamy uwagę na fakt, że poziom planowanych nakładów w przeliczeniu na MW rośnie w porównaniu z poziomami notowanymi dla farm już istniejących, czego przyczyną było kontraktowanie realizacji planowanych projektów w okresie, gdy ceny surowców (stal, miedź i cement) były istotnie wyższe. Dodatkowo wpływ na wzrost tych kosztów mają koszty transportu w związku z brakiem lokalnego łańcucha dostaw, a także koszty związane z rozwojem infrastruktury portowej oraz przyłączeniem do sieci.

Wycena CAPEX przyjęta przez PGE Baltica na poziomie 19 mln PLN/MW została oszacowana na podstawie danych polskich projektów.

Średnia wartość CAPEX na 1MW mocy zainstalowanej na Morzu Bałtyckim skalkulowana na podstawie powyższych źródeł wyniosła w przybliżeniu 19,1 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,
- moc zainstalowana farmy – 800 MW,

For the purposes of our analysis, we collected information on the amount of incurred or planned capital expenditures for the construction of offshore wind farms in the Baltic Sea (Figure 25). We utilized the following sources of information:

- historical expenditures incurred for the construction of selected offshore wind farms in the Baltic Sea that have been operational since 2011 in the territorial waters of other countries (Germany, Denmark, Sweden) – used as a representative example for offshore wind farms to be built in Polish territorial waters (hereinafter: in Figure 25 as: Baltic Offshore Market);
- CAPEX estimates from developers' reports for OWFs scheduled to begin electricity production in the Baltic Sea in 2026–2027 (hereinafter: in Figure 25 as: Offshore Assumptions);
- CAPEX estimates derived from PGE Baltica's March 2026 presentation: Offshore Wind 2026+: Global Trends, PGE Baltica Portfolio and Financial Model Insights (hereinafter: in Figure 25 as: PGE Baltica assumptions).

Historical values observed for wind farms in the Baltic Sea belonging to other countries were limited only to farms that began operations after 2011, due to the need to maintain consistency and comparability, among other reasons, because of significant changes in technology. These data pertain to seven farms with a total installed capacity of 2,857 MW. The average CAPEX for these projects, adjusted for inflation based on the eurozone inflation rate and converted to per 1 MW, amounted to approximately PLN 19.5 million.

In addition, the estimated CAPEX per MW at current prices for offshore wind farms to be built in the Baltic Sea, with a projected commissioning date of 2026–2027, ranges from PLN 17.5 million to PLN 20 million per MW. We note that the level of planned expenditures per MW is increasing compared to levels recorded for existing farms, a result of contracting the implementation of planned projects during a period when raw material prices (steel, copper, and cement) were significantly higher. Additionally, these costs are driven by transportation expenses due to the lack of a local supply chain, as well as costs associated with port infrastructure development and grid connection.

The CAPEX valuation adopted by PGE Baltica at PLN 19 million/MW was estimated based on data from Polish projects.

The average CAPEX per 1 MW of installed capacity in the Baltic Sea, calculated based on the above sources, amounted to approximately PLN 19.1 million.

The above estimate was formulated based on a hypothetical wind farm in the Polish part of the Baltic Sea under the following assumptions:

- distance of the farm from the onshore station – 45 km,
- installed capacity of the farm – 800 MW,

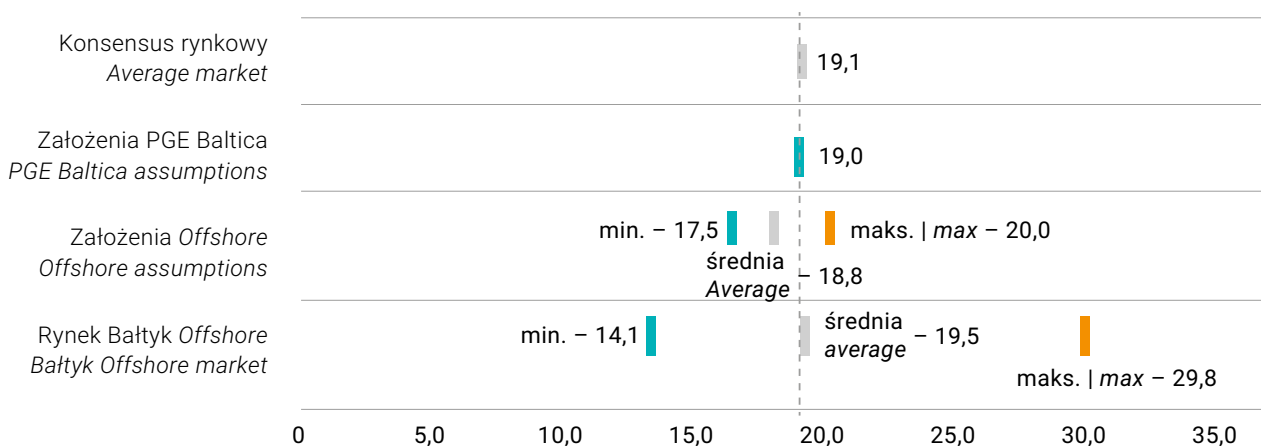
Morska energetyka wiatrowa. Uwarunkowania i perspektywy biznesowe

- moc pojedynczej turbiny – 10 MW,
- liczba zainstalowanych turbin – 80.

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 25 został zaprezentowany zakres nakładów inwestycyjnych w przeliczeniu na 1 MW oraz średnia szacowanego poziomu wydatków.

Wykres 26. Szacowany CAPEX/1 MW dla inwestycji w MFW w Polsce



Źródło: Baker Tilly TPA.

Warto zwrócić uwagę, że koszty ponoszone na budowę MFW (w szczególności koszty turbin) określone są w euro. To dodaje do inwestycji czynnik ryzyka związany z możliwymi zmianami kursów walutowych w ciągu lat trwania inwestycji. Spojrzenie na Plany Łańcucha Dostaw Materiałów i Usług złożone w Urzędzie Regulacji Energetyki przez przedsiębiorstwa biorące udział w I fazie wsparcia offshore w Polsce pozwala stwierdzić, że planowany udział polskich przedsiębiorstw w łańcuchu dostaw 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 zostały szczegółowo opisane w rozdziale II. B 5. 5.4.

W przypadku I fazy wsparcia, zgodnie z rozporządzeniem ministra klimatu i środowiska¹⁵⁴, maksymalna cena za energię elektryczną wytworzoną w MFW i wprowadzoną do sieci, będąca podstawą rozliczenia prawa do pokrycia ujemnego

¹⁵⁴ IEA Wind, Offshore Wind Energy International Comparative Analysis, X 2018.

Offshore wind energy. Business conditions and perspectives

- power of a single turbine – 10 MW,
- number of installed turbines – 80.

We have decided not to compare the capital expenditures incurred in offshore projects carried out in other European (North Sea, Irish Sea) and global waters due to their individual characteristics related, among other things, to depth and distance from shore.

Figure 25 shows the range of capital expenditure per 1 MW and the average estimated expenditure.

Chart 26. Estimated CAPEX/1 MW for OWF Investments in Poland

Source: Baker Tilly TPA.

It is worth noting that the costs incurred for the construction of OWFs (in particular, turbine costs) are denominated in euros. This adds a risk factor to the investment related to potential changes in exchange rates over the life of the investment. A review of the Material and Service Supply Chain Plans submitted to the Energy Regulatory Office by companies participating in the first phase of offshore support in Poland indicates that the planned share of Polish companies in the supply chain will be approximately 20–40%.

1.2. Factors affecting revenues

Sales revenue generated by the OWF will depend on the unit sales price and the amount of energy produced. The support schemes and revenue generation opportunities are described in detail in Chapter II. B 5. 5.4.

For Phase I of the support program, in accordance with the Regulation of the Minister of Climate and Environment¹⁵⁴, the maximum price for electricity generated in the MFW and fed into the grid – which serves as the basis for settling

¹⁵⁴ IEA Wind, Offshore Wind Energy International Comparative Analysis, X 2018.

salda, została ustalona na poziomie 319,6 PLN/MWh. Cena ta podlega corocznej waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego określonym w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego. Po indeksacji wspomnianym wskaźnikiem obecnie poziom ceny kształtuje się na poziomie około 430 PLN/MWh.

W przypadku II fazy wsparcia, zgodnie z rozporządzeniem ministra klimatu i środowiska, maksymalna cena za energię elektryczną wytworzoną w MFW i wprowadzoną do sieci będzie wynosiła w zależności od obszaru:

- 485,71 PLN/MWh – dla obszarów 14.E.1, 14.E.2, 14.E.3, 14.E.4, 45.E.1, 46.E.1,
- 499,33 PLN/MWh – dla obszarów 43.E.1, 44.E.1,
- 512,32 PLN/MWh – dla obszarów 53.E.1, 60.E.1, 60.E.2, 60.E.3, 60.E.4.

Pierwsza aukcja zabezpieczająca 25-letni okres wsparcia dla obszarów Ławicy Słupskiej i Ławicy Środkowej odbyła się w grudniu 2025 r. Zwycięskie oferty zaoferowały ceny za energię elektryczną kształtujące się pomiędzy 476,88 PLN/MWh a 492,32 PLN/MWh. Uzyskane ceny osiągnęły poziom wyższy niż ceny wygranych projektów w styczniowej aukcji przeprowadzonej w Wielkiej Brytanii wynoszące pomiędzy około 433 PLN/MWh (89,49 GBP/MWh) a 442 PLN/MWh (91,20 GBP/MWh). Należy jednak zwrócić uwagę na fakt, że Polska przeprowadziła tego typu aukcję po raz pierwszy, podczas gdy rynek brytyjski ma w tym zakresie dłuższą historię. Może to wpływać na ocenę i wycenę ryzyka systemowego, a to powoduje, że porównywanie osiągniętych we wspomnianych aukcjach cen może nie być adekwatne. Analiza porównywalności będzie właściwa przy kolejnych rundach aukcji.

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.

the right to offset a negative balance – has been set at 319.6 PLN/MWh. This price is subject to annual indexation using the average annual consumer price index for the previous calendar year, as specified in the announcement by the President of the Central Statistical Office. After indexation using the aforementioned index, the current price level stands at approximately 430 PLN/MWh.

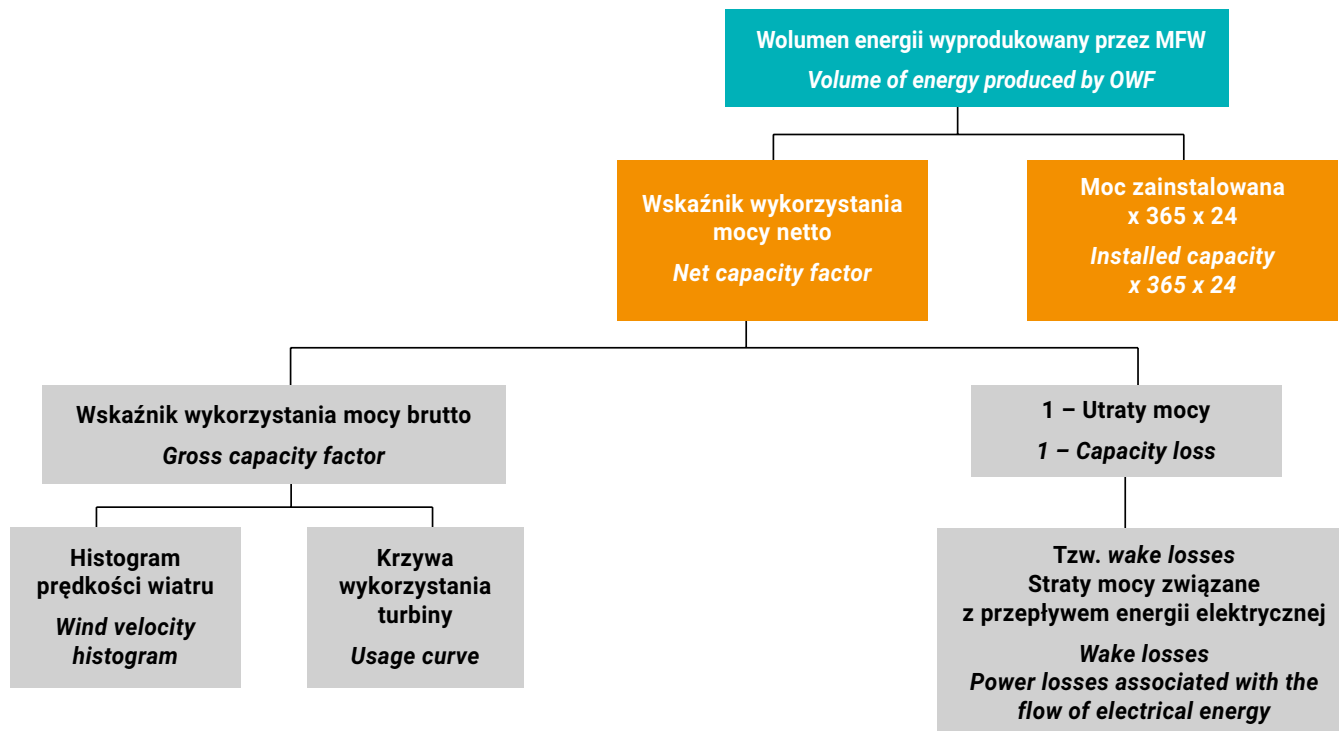
For Phase II of the support program, in accordance with the regulation of the Minister of Climate and Environment, the maximum price for electricity generated in MFWs and fed into the grid will be, depending on the area:

- PLN 485.71/MWh – for areas 14.E.1, 14.E.2, 14.E.3, 14.E.4, 45.E.1, 46.E.1,
- PLN 499.33/MWh – for areas 43.E.1, 44.E.1,
- 512.32/MWh – for areas 53.E.1, 60.E.1, 60.E.2, 60.E.3, 60.E.4.

The first auction securing a 25-year support period for the Słupsk Shoal and Central Shoal areas took place in December 2025. The winning bids offered electricity prices ranging from 476.88 PLN/MWh to 492.32 PLN/MWh. The prices achieved were higher than those of the winning projects in the January auction held in the United Kingdom, which ranged from approximately PLN 433/MWh (GBP 89.49/MWh) to PLN 442/MWh (GBP 91.20/MWh). However, it should be noted that Poland conducted this type of auction for the first time, while the UK market has a longer history in this regard. This may influence the assessment and pricing of systemic risk, meaning that comparing the prices achieved in these auctions may not be appropriate. A comparability analysis will be appropriate in subsequent auction rounds.

In this subsection, we will focus on the productivity of wind farms and existing methods for estimating it, which allow for the reliable projection of investment revenue streams. The diagram below presents a set of key factors and their inter-relationships that influence the amount of energy produced by a wind farm.

Wykres 27. Schemat czynników wpływających na produktywność morskiej farmy wiatrowej



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA.

Source: Baker Tilly TPA.

a) Wskaźnik wykorzystania mocy brutto (gross capacity factor)

Wskaźnik ten zależy od prędkości wiatru w miejscu wybudowanej farmy oraz technicznych możliwości wykorzystania go przez zainstalowaną turbinę. Ważne jest uwzględnienie wysokości n.p.m., na jakiej wykonywany jest pomiar, ponieważ turbiny o większej mocy posiadają wirniki na większych wysokościach. Analiza danych na temat historii wietrzności oraz możliwości technicznych turbin pozwala stwierdzić, iż statystycznie wskaźnik wykorzystania mocy brutto na Ławicy Słupskiej wynosi 58%, natomiast na Ławicy Środkowej 60,6%. Wartości te mogą nieco odbiegać od rzeczywistych wskaźników brutto ze względu na konkretne umiejscowienie danej farmy oraz wysokość, na jakiej znajduje się wirnik turbiny.

b) Dostępność turbiny

Dane IEA¹⁵⁵ (International Energy Agency) wskazują, iż średnia historyczna dostępność turbin wynosi 94%. Dostępność ta wynika z planowanych oraz nieplanowanych prac utrzymaniowych, a także napraw awarii.

a) Gross capacity factor

This factor depends on the wind speed at the farm's location and the technical capabilities of the installed turbine to utilize it. It is important to consider the elevation at which the measurement is taken, as higher-capacity turbines have rotors at greater heights. An analysis of historical wind data and the technical capabilities of the turbines indicates that, statistically, the gross capacity factor at the Słupsk Shoal is 58%, while at the Central Shoal it is 60.6%. These values may differ slightly from actual gross rates due to the specific location of a given wind farm and the height at which the turbine rotor is situated.

b) Turbine availability

Data from the International Energy Agency¹⁵⁵ (IEA) indicate that the historical average turbine availability is 94%. This availability is influenced by scheduled and unscheduled maintenance work, as well as repairs due to breakdowns.

¹⁵⁵ IEA Wind, Offshore Wind Energy International Comparative Analysis, X 2018

¹⁵⁵ IEA Wind, Offshore Wind Energy International Comparative Analysis, X 2018

c) Utraty mocy

Rozpatrywane są one w dwóch ujęciach – *wake losses*¹⁵⁶ oraz utraty związane z przepływem energii elektrycznej. *Wake losses* wynikają z cyrkulacji powietrza przed wirnikiem, w wyniku której farma jako całość produkuje mniejszą ilość energii, niż gdyby produkowały pojedyncze turbiny rozstawione niezależnie od siebie. Na podstawie danych PSEW szacujemy, iż *wake losses* dla polskich farm wiatrowych na Bałtyku wynoszą około 15%. Wartości te będą rosły wraz z budową nowych farm i zagęszczaniem 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, można przyjąć współczynnik strat elektrycznych na poziomie 2% oraz innych strat na poziomie 1%.

Wskazane powyżej czynniki łącznie wpływają na wskaźnik wykorzystania mocy netto.

Dostępne informacje rynkowe dotyczące funkcjonujących morskich farm wiatrowych wskazują na współczynnik wykorzystania mocy netto wahający się pomiędzy 43,5% a 49,1% (średnio 46,4%). Nasz szacunek dotyczący morskich farm wiatrowych planujących rozpocząć produkcję energii elektrycznej w latach 2026–2027 waha się w granicach 38–65% (średnio 47,7%). Szacunek współczynnika wykorzystania mocy netto przyjęty w uzasadnieniu do rozporządzenia w sprawie maksymalnej ceny za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej wyniósł 43,7%, a szacunek wynikający z prezentacji PGE Baltica z marca 2026 r.: Offshore Wind 2026+: Global Trends, PGE Baltica Portfolio and Financial Model Insights ukształtował się na poziomie 45%.

Do celów dalszej analizy na podstawie powyższych informacji przyjęliśmy średnią na poziomie 46,0%, której wyliczenie zostało przedstawione w tabeli poniżej.

Tabela 12. Wskaźnik wykorzystania mocy netto wybranych farm na Morzu Bałtyckim

Farma / OWF	Wskaźnik wykorzystania mocy netto (%) Net capacity factor (%)
Szacunek / estimate: farmy funkcjonujące / Farm in operation	46,4
Szacunek / estimate: farmy planujące produkcję w latach 2025–2030 / OWF planning to produce between 2025 and 2030 estimates	47,7
Szacunek / estimate: uzasadnienie do rozporządzenia / justicator for the regulation	43,7
Szacunek / estimate: PGE Baltica / PGE Baltica	45
Średnia / Average	46,0

Źródło: Baker Tilly TPA na podstawie danych rynkowych.

¹⁵⁶ Ich odpowiednikiem w przypadku instalacji fotowoltaicznych są utraty związane z zacienieniem. Ze względu na brak uzgodnionego tłumaczenia, w raporcie wykorzystujemy nazewnictwo angielskie.

c) Power losses

These are analyzed from two perspectives: *wake losses*¹⁵⁶ and losses related to electricity transmission. *Wake losses* result from air circulation in front of the rotor, causing the wind farm as a whole to generate less energy than if the individual turbines were spaced apart from one another. Based on PSEW data, we estimate that *wake losses* for Polish wind farms in the Baltic Sea amount to approximately 15%. These values will increase with the construction of new farms and the densification of wind farms. An additional important factor in calculating the net capacity utilization rate will be losses associated with electricity transmission (transmission losses and transformation losses) and other losses. These values will always be specific to the country and the particular project. IEA data indicate that, on average, an electrical loss factor of 2% and a factor for other losses of 1% can be assumed.

The factors listed above collectively influence the net capacity utilization rate.

Available market data on operational offshore wind farms indicate a net capacity utilization rate ranging between 43.5% and 49.1% (average 46.4%). Our estimate for offshore wind farms scheduled to begin electricity production in 2026–2027 ranges from 38% to 65% (average 47.7%). The net capacity utilization rate estimate adopted in the explanatory memorandum to the regulation on the maximum price for electricity generated by an offshore wind farm was 43.7%, while the estimate from PGE Baltica's March 2026 presentation: Offshore Wind 2026+: Global Trends, PGE Baltica Portfolio and Financial Model Insights stood at 45%.

For the purposes of further analysis based on the above information, we adopted an average of 46.0%, the calculation of which is presented in the table below.

Table 12. Net capacity factor of selected farms in the Baltic Sea

Farma / OWF	Wskaźnik wykorzystania mocy netto (%) Net capacity factor (%)
Szacunek / estimate: farmy funkcjonujące / Farm in operation	46,4
Szacunek / estimate: farmy planujące produkcję w latach 2025–2030 / OWF planning to produce between 2025 and 2030 estimates	47,7
Szacunek / estimate: uzasadnienie do rozporządzenia / justicator for the regulation	43,7
Szacunek / estimate: PGE Baltica / PGE Baltica	45
Średnia / Average	46,0

Source: Baker Tilly TPA based on market data.

¹⁵⁶ Their counterparts for photovoltaic installations are shading-related losses. Due to the lack of an agreed translation, we use English nomenclature in the report

Wskazane czynniki ułatwiają obliczenie ilości wyprodukowanej energii elektrycznej przez projektowaną farmę wiatrową. Należy mieć na uwadze jednak lokalne specyficzne czynniki oraz uwarunkowania techniczne i środowiskowe danych inwestycji. Posiadając komplet informacji, prognoza ilości wyprodukowanej energii będzie dość dokładna, co pozwoli na zaprojektowanie strumienia przychodów.

1.3. Koszty operacyjne

Okres żywotności MFW szacuje się na 25–30 lat. W tym czasie ponoszone są koszty operacyjne, które po wyłączeniu amortyzacji są w zdecydowanej większości kosztami gotówkowymi OPEX (ang. operating expenditures).

Największą ich składową są koszty O&M (ang. *operations & maintenance*). Wynikają one głównie z konieczności zapewnienia bezpiecznej obsługi i konserwacji farmy, maksymalizacji produkcji oraz zapewnienia najwyższej efektywności wykorzystywanych urządzeń.

Eksplorację MFW można podzielić na trzy obszary:

1. Eksploatacja i utrzymanie

Etap ten składa się z zaplanowanych operacji utrzymaniowych, takich jak monitoring stanu farmy, bieżąca konserwacja generatorów turbin, monitoring i konserwacja fundamentów i konstrukcji pośrednich oraz monitoring i bieżąca konserwacja morskiej oraz lądowej stacji elektroenergetycznej, wraz z systemem kabli.

2. Operacje naprawcze i serwisowe

Wśród nich wymienić można usuwanie awarii, naprawę turbin i uszkodzonych elementów, naprawę fundamentów i konstrukcji pośrednich oraz kabli i stacji elektroenergetycznych.

3. Operacje ratownicze

Akcje tego typu przeprowadza się w wypadku zaistnienia takiej konieczności. W ramach prowadzonych akcji wyróżnia się akcje ratownicze na morzu z udziałem jednostek pływających oraz akcje ratownicze na morzu z udziałem helikopterów.

W ramach O&M MFW istotne jest posiadanie lub wykorzystywanie portów serwisowych. Wśród głównych lokalizacji dla polskich MFW znajdują się Ustka, Łeba, Władysławowo oraz Świnoujście.

Innym ważnym elementem bieżących kosztów operacyjnych są koszty ubezpieczenia.

Uwzględniając wpływ inflacji oraz przeliczenie kosztów na PLN po kursie EUR 4,30 oraz kursie USD 3,70, dokonaliśmy

The factors listed above facilitate the calculation of the amount of electricity generated by a planned wind farm. However, local specific factors as well as the technical and environmental conditions of the given investment must be taken into account. With a complete set of information, the forecast of the amount of energy generated will be quite accurate, allowing for the design of a revenue stream.

1.3. Operating costs

The lifespan of an offshore wind farm is estimated at 25–30 years. During this period, operating costs are incurred, which, excluding depreciation, are overwhelmingly cash-based OPEX (operating expenditures).

The largest component of these costs is O&M (operations & maintenance). These costs stem primarily from the need to ensure safe operation and maintenance of the farm, maximize production, and ensure the highest efficiency of the equipment used.

The operation of an offshore wind farm can be divided into three areas:

1. Operation and maintenance

This phase consists of scheduled maintenance operations, such as monitoring the condition of the farm, routine maintenance of turbine generators, monitoring and maintenance of foundations and intermediate structures, and monitoring and routine maintenance of the offshore and onshore power stations, along with the cable system.

2. Repair and service operations

These include troubleshooting, repair of turbines and damaged components, repair of foundations and intermediate structures, as well as cables and power stations.

3. Rescue operations

Such operations are carried out when necessary. These operations include offshore rescue operations involving vessels and offshore rescue operations involving helicopters.

As part of O&M for offshore wind farms, it is essential to have or utilize service ports. The main locations for Polish offshore wind farms include Ustka, Łeba, Władysławowo, and Świnoujście.

Another important component of current operating costs is insurance costs.

Taking into account the impact of inflation and converting costs to PLN at an exchange rate of EUR 4.30 and USD 3.70,

szacunku wysokości ponoszonych kosztów operacyjnych na 1 MW mocy zainstalowanej na podstawie pięciu źródeł:

- analizy danych historycznych dla farmy Baltic 2,
- szacunku OPEX/MW dla farmy Kriegers Flak przez PEAK Wind na podstawie danych z Energisysrelsen (Duńska Agencja Energetyczna)¹⁵⁷,
- 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 Energy¹⁵⁸,
- szacunku OPEX/1 MW dla morskich farm wiatrowych wynikającego z prezentacji PGE Baltica z marca 2026 r.: Offshore Wind 2026+: Global Trends, PGE Baltica Portfolio and Financial Model Insights.

Przy założeniu farmy o mocy zainstalowanej 800 MW i średnim wskaźniku produktywności netto na poziomie 46,0% oznacza to kwotę w wysokości 271 mln PLN rocznie, a to przekłada się na 84,12 PLN/MWh.

1.4. Analiza rentowności inwestycji w MFW

Przy założeniu wymienionych w poprzednich rozdziałach szacunkach dotyczących CAPEX, produktywności i OPEX oszacowaliśmy LCOE (ang. *Levelized Cost of Energy*) – jednostkowy koszt wytworzenia energii dla MFW w Polsce.

Jako stopę dyskontową przyjęliśmy WACC dla tego typu projektów, którego obliczenie zostało zaprezentowane w tabeli poniżej.

Tabela 13. Średnioważony koszt kapitału dla morskiej farmy wiatrowej w Polsce

Składowa / Element	Źródło / Source	Wartość / Value
Stopa wolna od ryzyka / Risk-free rate	10-letnie obligacje skarbowe skorygowane o CDS 10-year Treasury bonds including CDS	4,8%
D/E	Spółki z sektora energetyki wiatrowej Companies from the wind energy sector	76,6%
Premia za ryzyko rynkowe / Market risk premium	Damodaran	4,4%
Beta nielewarowana / Unlevered beta	Spółki z sektora energetyki wiatrowej Companies from the wind energy sector	0,29
Beta lewarowana / Levered Beta		0,47
Premia za ryzyko krajowe / Country risk premium	Baker Tilly TPA	1,5%
Koszt kapitału własnego / Cost of equity		9,3%
Koszt długu / Cost of debt	Baker Tilly TPA	5,8%

¹⁵⁷ <https://peak-wind.com/insights/opex-benchmark-an-insight-into-operational-expenditures-of-european-offshore-wind-farms/>
¹⁵⁸ U.S. Department of Energy, Offshore Wind Market Report, 2022 Edition.

we estimated the operating costs per 1 MW of installed capacity based on five sources:

- analysis of historical data for the Baltic 2 wind farm,
- PEAK Wind’s OPEX/MW estimate for the Kriegers Flak wind farm based on data from Energisysrelsen (the Danish Energy Agency),¹⁵⁷
- OPEX/1 MW estimate for 6–8 MW wind turbines by PEAK Wind based on data from Orsted,
- OPEX/1 MW estimate for offshore wind farms located in European waters by the U.S. Department of Energy,¹⁵⁸
- OPEX/1 MW estimates for offshore wind farms derived from PGE Baltica’s March 2026 presentation: Offshore Wind 2026+: Global Trends, PGE Baltica Portfolio and Financial Model Insights.

Assuming a farm with an installed capacity of 800 MW and an average net productivity ratio of 46.0%, this amounts to PLN 271 million annually, which translates to PLN 84.12/MWh.

1.4. Analysis of the profitability of investments in offshore wind farms

Based on the CAPEX, productivity, and OPEX estimates outlined in the previous sections, we estimated the LCOE (Levelized Cost of Energy) – the unit cost of energy generation for offshore wind farms in Poland.

We used the WACC for this type of project as the discount rate, the calculation of which is presented in the table below.

Table 13. Weighted average cost of capital for an OWF in Poland

Składowa / Element	Źródło / Source	Wartość / Value
Stopa wolna od ryzyka / Risk-free rate	10-letnie obligacje skarbowe skorygowane o CDS 10-year Treasury bonds including CDS	4,8%
D/E	Spółki z sektora energetyki wiatrowej Companies from the wind energy sector	76,6%
Premia za ryzyko rynkowe / Market risk premium	Damodaran	4,4%
Beta nielewarowana / Unlevered beta	Spółki z sektora energetyki wiatrowej Companies from the wind energy sector	0,29
Beta lewarowana / Levered Beta		0,47
Premia za ryzyko krajowe / Country risk premium	Baker Tilly TPA	1,5%
Koszt kapitału własnego / Cost of equity		9,3%
Koszt długu / Cost of debt	Baker Tilly TPA	5,8%

¹⁵⁷ <https://peak-wind.com/insights/opex-benchmark-an-insight-into-operational-expenditures-of-european-offshore-wind-farms/>
¹⁵⁸ U.S. Department of Energy, Offshore Wind Market Report, 2022 Edition.

Składowa / Element	Źródło / Source	Wartość / Value
Koszt długu po opodatkowaniu Cost of debt after taxation		4,7%
WACC w ujęciu nominalnym na koniec 2026 <i>Nominal WACC at the end of 2026</i>		7,3%
WACC w ujęciu realnym na koniec 2026 <i>Real WACC at the end of 2026</i>		4,9%
Średni WACC w ujęciu realnym przez cały cykl życia farmy / Average WACC in real terms over the entire lifecycle of a wind farm		5,2%

Źródło: Baker Tilly TPA.

Source: Baker Tilly TPA.

Założenia dotyczące wolumenu wyprodukowanej energii to moc zainstalowana MFW na poziomie 800 MW i średni wskaźnik produktywności netto na poziomie 46,0% z uwzględnieniem spadku produktywności o 0,5% w kolejnych latach funkcjonowania MFW. Nakłady inwestycyjne zostały założone w wysokości 19,1 mln PLN na każdy megawat mocy zainstalowanej i rozłożone w czasie na okres budowy przyjęty na lata 2025–2031, z kolei koszty operacyjne przyjęto na poziomie około 340 tys. 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 2032 r., natomiast stopę dyskontową wyznacza wartość średnioważonego kosztu kapitału w ujęciu realnym zaprezentowana powyżej, która została wyznaczona na koniec każdego roku działalności farmy. Takie założenia prowadzą do LCOE w 2026 r. na poziomie 482,7 PLN/MWh.

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 zależna jest 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.

Przy cenie ustalonej na poziomie LCOE w 2026 r. IRR projektu byłby równy realnemu średnioważonemu kosztowi kapitału, który w zakładanym cyklu życia farmy ustalonym na 25 lat kształtowałby się na średnim poziomie 5,2%. W modelu przyjęto wartości inflacji na podstawie prognoz NBP, a od 2029 r. na podstawie celu NBP.

Assumptions regarding the volume of energy produced are based on an installed capacity of 800 MW for the wind farm and an average net productivity rate of 46.0%, taking into account a 0.5% decline in productivity in subsequent years of the wind farm's operation. Capital expenditures were estimated at PLN 19.1 million per megawatt of installed capacity and spread over the construction period assumed to be 2025–2031, while operating costs were assumed to be approximately PLN 340,000/MW. This means that the calculations are applicable to a typical OWF project to be developed in the Polish economic zone, which will be located 45 km offshore, at a seabed depth of 40 meters, and with a single turbine capacity of 10 MW. The year 2032 was assumed as the start of electricity production, while the discount rate is determined by the real weighted average cost of capital presented above, which was calculated at the end of each year of the farm's operation. These assumptions result in an LCOE of 482.7 PLN/MWh in 2026.

An increase in CAPEX also leads to an increase in the unit cost of generation. This is significant from the perspective of analyzing a potential investment because the CAPEX/MW ratio is highly dependent on the distance from the sea and the seabed depth. There is also a relationship between the discount rate and the unit generation cost – a higher cost of capital translates to a higher cost of energy.

With the price set at the LCOE level in 2026, the project's IRR would equal the real weighted average cost of capital, which, over the assumed 25-year lifecycle of the farm, would average 5.2%. The model uses inflation rates based on NBP forecasts, and from 2029 onward, based on the NBP's target.

Tabela 14. Założenia przyjęte do analizy opłacalności inwestycji w MFW w Polsce

Składowa / Element	Wartość / Value
Wskaźnik produktywności netto / Net Productivity Index	46,0%
CAPEX/MW	19,1
OPEX/MW	0,34
Okres życia farmy / OWF life span	25
Cena 2026, przy której IRR projektu = WACC (PLN/MWh) 2026 price, at which the project IRR = WACC (PLN/MWh)	482,7

Źródło: Baker Tilly TPA.

Table 14. Assumptions for the profitability analysis of investing in OWFs in Poland

Source: Baker Tilly TPA.

Zgodnie z naszymi założeniami ustalona cena sprzedaży na poziomie 482,7 PLN w 2026 r. dałaby inwestorowi zwrot w wysokości zaspokajającej jego średnioważony koszt kapitału i sprawiłaby, że inwestycja stałaby się opłacalna.

W tabeli zaprezentowano analizę wrażliwości realnego poziomu IRR na zmianę wskaźnika produktywności netto (wynikającego m.in. z lokalizacji farmy, częstości występowania przerw technicznych oraz strat energii) oraz ceny sprzedaży energii w roku bazowym. Dane wskazują, iż spadek produktywności poniżej oczekiwanego poziomu 46,0% bez wzrostu ceny musiałby zostać pokryty wyższą ustaloną ceną sprzedaży, aby uznać inwestycję za opłacalną.

According to our assumptions, a selling price of PLN 482.7 in 2026 would provide the investor with a return sufficient to cover their weighted average cost of capital and make the investment profitable.

The table presents a sensitivity analysis of the real IRR to changes in the net productivity ratio (resulting, among other things, from the farm's location, the frequency of technical outages, and energy losses) and the energy sales price in the base year. The data indicate that a drop in productivity below the expected level of 46.0% without a price increase would have to be offset by a higher fixed selling price for the investment to be considered profitable.

Tabela 15. Analiza wrażliwości IRR projektu offshore na zmianę ceny sprzedaży energii w roku bazowym oraz wskaźnika produktywności netto

Wskaźnik produktywności netto Net productivity rate	Cena sprzedaży z 2026 r. / Sale price in 2026							
		440,0	460,0	480,0	482,7	500,0	520,0	540,0
	43,0%	3,5%	4,0%	4,4%	4,5%	4,9%	5,3%	5,7%
	45,0%	4,0%	4,5%	4,9%	5,0%	5,4%	5,8%	6,2%
	46,0%	4,2%	4,7%	5,2%	5,2%	5,6%	6,0%	6,5%
	47,0%	4,5%	4,9%	5,4%	5,5%	5,8%	6,3%	6,7%
	49,0%	4,9%	5,4%	5,8%	5,9%	6,3%	6,7%	7,2%

Źródło: Baker Tilly TPA.

Table 15. Sensitivity analysis of the offshore project's IRR to changes in the base-year energy sales price and net productivity rate

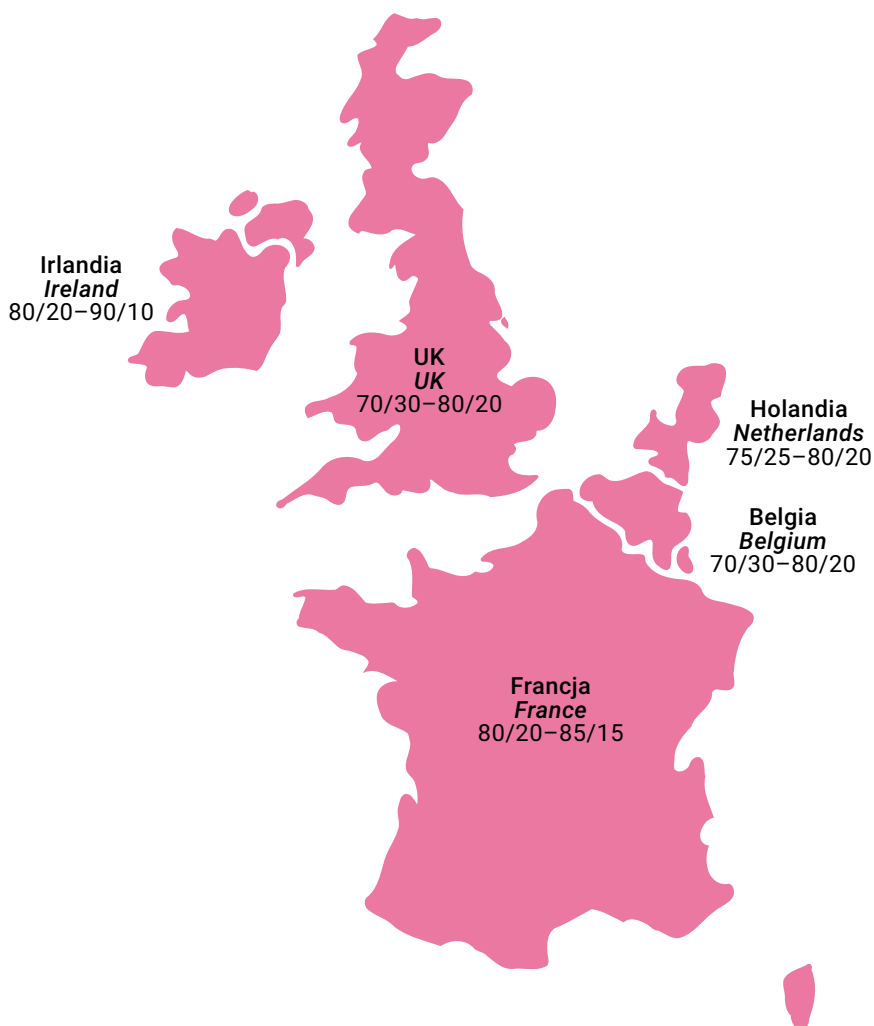
Source: Baker Tilly TPA.

1.5. Finansowanie projektów typu offshore

Finansowanie projektów MFW może odbywać się zarówno za pomocą kapitału własnego, jak i finansowania bankowego. Ze względu na skalę projektów oraz wysokie zapotrzebowanie na kapitał w pierwszych fazach budowy kredyty często udzielane są przez konsorcja bankowe.

W Polsce ten rynek dopiero się kształtuje, a pierwsze projekty są w fazie przygotowawczej. Badanie rynkowe przeprowadzone w ramach projektu AURES II na zlecenie Komisji Europejskiej na temat warunków finansowania projektów offshore daje pogląd na udział wykorzystania kapitału obcego w finansowaniu. Na poniższej mapie przedstawiono średni procentowy poziom długu i kapitału własnego w przypadku inwestycji offshore w wybranych krajach Europy Zachodniej.

Rysunek 3. Średni udział długu i kapitału własnego w finansowaniu projektów morskiej energetyki wiatrowej (%)



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

Source: Compiled by Baker Tilly TPA based on data from the AURES II Renewable energy financing conditions in Europe* project.

1.5. Financing of offshore projects

Offshore wind farm projects can be financed through both equity and bank financing. Due to the scale of the projects and the high capital requirements in the early construction phases, loans are often provided by banking consortia.

In Poland, this market is still emerging, and the first projects are in the preparatory phase. A market study conducted as part of the AURES II project commissioned by the European Commission on the financing conditions for offshore projects provides an overview of the share of debt in financing. The map below shows the average percentage of debt and equity in offshore investments in selected Western European countries.

Figure 3. Average share of debt and equity in financing offshore wind projects (%)



Jagna Kubańska-Lyczakowska
Head of Public Affairs Poland & Baltics Vestas

Vestas jest obecny w Polsce od 24 lat, a nasz kraj odgrywa coraz istotniejszą rolę w europejskiej działalności grupy zarówno jako rynek, jak i zaplecze przemysłowe oraz technologiczne. Obecnie zatrudnia w Polsce ponad 2300 pracowników, z czego blisko 60% dołączyło do fabryk w ciągu ostatnich 18 miesięcy. Tak dynamiczny rozwój wyraźnie potwierdza potencjał Polski jako jednego z kluczowych hubów technologicznych i produkcyjnych Vestas.

Fabryki w Szczecinie i Goleniowie stanowią ważny element globalnego i europejskiego łańcucha dostaw Vestas. Produkują one komponenty wykorzystywane w projektach wiatrowych realizowanych na wielu rynkach w sektorze onshore i offshore.

Równolegle Vestas aktywnie uczestniczy w rozwoju morskiej energetyki wiatrowej na Morzu Bałtyckim, realizując oraz przygotowując się do kolejnych projektów offshore w regionie.

Dziś kluczowym wyzwaniem jest zapewnienie pełnego obłożenia zakładów tak, aby utrzymać ciągłość produkcji i w pełni wykorzystać potencjał polskiego zaplecza przemysłowego, w tym setek lokalnych firm będących poddostawcami Vestas. Stabilne otoczenie regulacyjne oraz długofalowa wizja rozwoju sektora są niezbędne, by Polska mogła stać się trwałym filarem europejskiej transformacji energetycznej.

Vestas has been present in Poland for 24 years, and our country plays an increasingly important role in the group's European operations, both as a market and as an industrial and technological base. Currently, the company employs over 2,300 people in Poland, nearly 60% of whom have joined the factories in the last 18 months. Such dynamic growth clearly confirms Poland's potential as one of Vestas' key technology and manufacturing hubs.

The factories in Szczecin and Goleniów are a vital part of Vestas' global and European supply chain. They manufacture components used in wind projects across numerous markets in both the onshore and offshore sectors.

At the same time, Vestas is actively participating in the development of offshore wind energy in the Baltic Sea, implementing and preparing for further offshore projects in the region.

Today, the key challenge is ensuring full capacity utilization at the plants to maintain production continuity and fully leverage the potential of Poland's industrial base, including hundreds of local companies that serve as Vestas' suppliers. A stable regulatory environment and a long-term vision for the sector's development are essential for Poland to become a lasting pillar of Europe's energy transition.

Podobnie jak w przypadku inwestycji lądowych na poziom dźwigni finansowej w Europie wpływ mają m.in. wielkość i rating inwestora, ryzyko danego kraju, poziom stóp procentowych, istnienie, rodzaj i okres funkcjonowania systemów wsparcia oraz specyfika danego biznesplanu przedsięwzięcia.

As with onshore investments, the level of financial leverage in Europe is influenced by, among other factors, the investor's size and credit rating, country risk, interest rate levels, the existence, type, and duration of support schemes, and the specific characteristics of the project's business plan.

Tabela 16. W tabeli poniżej zaprezentowano podsumowanie warunków kredytowania w wybranych krajach Europy Zachodniej

Kraj / Country	Oprocentowanie / Interest rate	Benchmark
Polska Poland	5,3%–7,0%	WIBOR 6M
Dania Dishes	3,1%–4,6%	EURIBOR 6M
Niemcy Germany	3,2%–4,7%	EURIBOR 6M
Wielka Brytania United Kingdom	6,5%–8,0%	SONIA
Francja France	3,2%–4,7%	EURIBOR 6M
Irlandia Ireland	3,5%–5,0%	EURIBOR 6M

Table 16. The table below presents a summary of lending conditions in selected Western European countries

Uwagi / Comment
Spadek stóp procentowych w 2025 r. do pierwszego kwartału 2026 A fall in interest rates from 2025 to the first quarter of 2026
Niski poziom risk premium, marża na poziomie 1–2% Low risk premium, margin of 1–2%
Stabilna gospodarka, wsparcie regulacyjne, marża 1%–2% Stable economy, regulatory support, 1%–2% margin
Wyższe stopy, marża 1,5–2,5% Higher rates, margin of 1.5–2.5%
Dojrzały rynek OZE Mature RES market
Wysokie ryzyko, marża 1,3%–2,3% Higher risk, margin of 1.3%–2.3%

Kraj / Country	Oprocentowanie / Interest rate	Benchmark	Uwagi / Comment
Holandia Netherlands	3,0%–4,3%	EURIBOR 6M	Dojrzały rynek, niskie ryzyko, marża 0,8%–1,8% Mature market, low risk, margin of 0.8%–1.8%
Belgia Belgium	3,1%–4,4%	EURIBOR 6M	Dojrzały rynek, stabilne regulacje, marża 0,9%–1,9% Mature market, stable regulations, margin of 0.9%–1.9%

Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych rynkowych.

Source: Prepared by Baker Tilly TPA based on market data.

Wyższe stopy procentowe w Polsce oznaczają, że finansowanie inwestycji w morskie farmy wiatrowe jest relatywnie droższe niż w innych krajach europejskich. Może to wpływać na: wyższy koszt kapitału, przez co inwestycje stają się mniej opłacalne lub wymagają wyższej stopy zwrotu, większe ryzyko finansowe szczególnie w fazie przedkomercyjnej, gdy nakłady są wysokie lub też istnieje konieczność korzystania ze wsparcia publicznego w celu utrzymania atrakcyjności projektów.

Higher interest rates in Poland mean that financing investments in offshore wind farms is relatively more expensive than in other European countries. This may result in higher cost of capital, making investments less profitable or requiring a higher rate of return; greater financial risk, particularly in the pre-commercial phase when capital expenditures are high; or the need to rely on public support to maintain the attractiveness of projects.

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 morskich Rzeczypospolitej Polskiej i jednocześnie poza właściwością miejscową organów podatkowych, które są uprawnione do nakładania podatków lokalnych.

Z kolei część lądowa morskiej elektrowni wiatrowej 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 lądowa część przyłącza oraz inne elementy infrastruktury znajdujące się na lądzie (takiej jak np. linie, stacje elektroenergetyczne czy bazy serwisowe), a także 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.

Selected tax issues in the offshore sector

2.1. Property tax

Property tax on onshore wind farms is a significant source of revenue for Polish municipalities. Under the current state of law, it is not possible to tax most of the fixed assets comprising offshore wind farms due to the lack of relevant regulations. This is due to the fact that, apart from onshore and nearshore assets related to connecting power to the transmission grid, the majority of assets will be located within the maritime territory of the Republic of Poland and, at the same time, outside the local jurisdiction of tax authorities authorized to impose local taxes.

In turn, the onshore portion of an offshore wind farm located within the administrative boundaries of a local government unit is subject to property tax in that unit under the same rules as elements of an onshore wind farm. In practice, the onshore portion of the connection and other infrastructure elements located on land (such as power lines, substations, or service bases), as well as other ancillary structures (e.g., fences, roads, or yards), will be subject to taxation. The property tax rates applicable in a given municipality for specific categories of properties (land, buildings, structures) will apply.

The remaining portion of the investment will be subject to the fixed portion of the concession fee described in the following section.

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 „pozaładową” część majątku morskich farm wiatrowych.

W przeciwieństwie do podatku od nieruchomości, który stanowi dochód jednostki samorządu terytorialnego, opłata koncesyjna zasila budżet państwa.

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 (wartość współczynnika wynikająca z aktualnie obowiązującego Rozporządzenia Rady Ministrów z 12 października 2021 r. w sprawie opłaty koncesyjnej).

Na ocenę stabilności poboru stałego elementu opłaty koncesyjnej wpływać może wyrok Trybunału Konstytucyjnego z 7 sierpnia 2025 r. (SK 55/22), w którym opłatę koncesyjną jednoznacznie zakwalifikowano jako daninę publiczną, a zarazem zakwestionowano regulowanie jej istotnych elementów na poziomie rozporządzenia. Choć wyrok dotyczył poprzedniego stanu prawnego, jego argumentacja może rzutować także na ocenę obecnego mechanizmu ustalania części stałej opłaty koncesyjnej, pełniącej w praktyce funkcję quasi-podatku od nieruchomości dla offshore. Szerzej zagadnienie to zostało omówione w rozdziale Koncesja na wytwarzanie energii OZE.

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 stanowią przedmiot opodatkowania VAT

2.2. Concession fee

With the entry into force of the Act of December 17, 2020, on the promotion of electricity generation in offshore wind farms, the concession fee for an energy company conducting business activities in the field of electricity generation in an offshore wind farm was expanded to include a fixed component (i.e., independent of the volume of energy production). From an economic perspective, this fee is equivalent to a tax. It should be noted that the explanatory memorandum to the draft regulation, which set the amount of this fee, indicated that its value was determined by considering the average property tax rate for onshore wind farms, which clearly suggests that this fee is intended to be the equivalent of such a tax for offshore facilities located outside the scope of local taxes. This circumstance seems to indicate a low likelihood of future extension of the provisions of the Act on Local Taxes and Fees, which regulates property tax, to the “offshore” portion of offshore wind farms’ assets.

Unlike property tax, which constitutes revenue for a local government entity, the concession fee goes to the state budget.

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 23,000 for each 1 MW (the coefficient value resulting from the currently applicable Regulation of the Council of Ministers of October 12, 2021, on the concession fee).

The assessment of the stability of the collection of the fixed component of the concession fee may be influenced by the Constitutional Tribunal’s judgment of August 7, 2025 (SK 55/22), in which the concession fee was unequivocally classified as a public levy, while at the same time the regulation of its essential elements at the level of a regulation was challenged. Although the ruling concerned the previous legal framework, its reasoning may also affect the assessment of the current mechanism for determining the fixed portion of the concession fee, which in practice functions as a quasi-property tax for offshore projects. This issue is discussed in greater detail in the chapter License for generation from RES.

2.3. Scope of application of the VAT Act to investments in offshore wind farms

In accordance with the consistent line of interpretation of tax authorities, activities related to the construction of offshore wind farms located within the exclusive economic zone of the Republic of Poland constitute activities performed within the territory of the country. Consequently, the supply of goods and the provision of services related to investments in offshore wind farms are subject to VAT in Poland

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.

Niemniej zgodnie ze stanowiskiem Komisji Europejskiej w odniesieniu do działalności, do której nadbrzeżne państwo członkowskie ma 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 nabrzeżnym państwie członkowskim, do którego należy ta strefa. Zasada ta ma również zastosowanie do świadczenia usług, jeśli miejsce ich świadczenia, ustalone według określonych reguł, znajduje się w wyłącznej strefie ekonomicznej.

W odniesieniu do czynności związanych z budową i eksploatacją morskiej farmy wiatrowej zlokalizowanej na terytorium wyłącznej strefy ekonomicznej należy każdorazowo dokonać aktualnej oceny skutków realizowanej inwestycji z perspektywy przepisów o VAT. Tak długo jak przepisy ustawy o VAT pozostawiają wątpliwości co do ich terytorialnej właściwości w obszarze wyłącznej strefy ekonomicznej RP na Morzu Bałtyckim, warto rozważyć złożenie wniosku o wydanie indywidualnej interpretacji przepisów prawa podatkowego celem zabezpieczenia pozycji podatkowej inwestora oraz innych podmiotów zaangażowanych w realizację procesu inwestycyjnego. Ma to szczególne znaczenie dla bezspornego określenia miejsca opodatkowania dostawy towarów oraz świadczenia usług związanych z realizowaną inwestycją, podmiotu zobowiązanego do zapłaty podatku, a także prawa do obniżenia kwoty podatku należnego o kwotę podatku naliczonego z tytułu dokonywanych wydatków.

Odrębnej analizy wymaga również rozliczenie VAT przy imporcie towarów przeznaczonych do budowy morskich farm wiatrowych na obszarze wyłącznej strefy ekonomicznej. Z najnowszej linii interpretacyjnej organów

under rules analogous to those applicable to transactions aimed at the construction and operation of onshore wind farms. It should be emphasized, however, that the position presented by the tax 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 thus only the area of internal maritime waters and the territorial sea, within which the construction and operation of wind power plants are prohibited under separate regulations.

In turn, the exclusive economic zone to which Poland is entitled under separate regulations and international agreements – which is also designated as the only available location for offshore wind farms – lies 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 fall outside the scope of the VAT Act.

Nevertheless, according to the European Commission's position regarding activities over which a coastal Member State has sovereign rights, the exclusive economic zone adjacent to its territorial sea is considered part of that Member State's territory. Therefore, a supply of goods made in the exclusive economic zone that is related to activities over which the Member State has sovereign rights should be subject to VAT as a supply of goods taking place in the coastal Member State to which that zone belongs. This rule also applies to the provision of services if the place of supply, determined according to specific rules, is located within the exclusive economic zone.

With regard to activities related to the construction and operation of an offshore wind farm located within the exclusive economic zone, an up-to-date assessment of the investment's implications under VAT regulations must be conducted on a case-by-case basis. As long as the provisions of the VAT Act leave room for doubt regarding their territorial applicability within the exclusive economic zone of the Republic of Poland in the Baltic Sea, it is advisable to consider filing a request for an individual interpretation of tax law to secure the tax position of the investor and other entities involved in the investment process. This is of particular importance for the unambiguous determination of the place of taxation for the supply of goods and the provision of services related to the investment project, the entity liable for tax payment, as well as the right to reduce the amount of tax due by the amount of input tax on incurred expenses.

The VAT treatment of imports of goods intended for the construction of offshore wind farms within the exclusive economic zone also requires separate analysis. The latest interpretive guidance from tax authorities indicates that the import of components from outside the European Union

podatkowych wynika, że przywóz komponentów spoza Unii Europejskiej bezpośrednio do PWSE nie zawsze będzie skutkować powstaniem obowiązku rozliczenia importu towarów na gruncie VAT w Polsce, jeżeli w danym modelu logistycznym dostawa nie podlega formalnościom celnym przywozowym i nie skutkuje powstaniem długu celnego. Ma to istotne znaczenie przy współpracy z zagranicznymi wykonawcami i podwykonawcami, w szczególności w przypadku wieloetapowych łańcuchów dostaw specjalistycznych elementów infrastruktury offshore, takich jak turbiny, elementy fundamentów czy podmorskie kable. W praktyce oznacza to potrzebę każdorazowej analizy modelu dostawy, przebiegu transportu, miejsca wejścia towarów na obszar celny Unii Europejskiej, warunków handlowych oraz podmiotu odpowiedzialnego za formalności importowe, ponieważ okoliczności te mogą przesądzać o tym, czy po stronie inwestora lub innego uczestnika łańcucha dostaw powstanie obowiązek rozliczenia VAT z tytułu importu.

3 Zaawansowanie projektów w I i II fazie rozwoju MEW

W ramach I fazy rozwoju offshore wind rozwijanych jest siedem projektów MFW:

- **Baltic Power**
 - Inwestor: PKN Orlen/Northland Power
 - Moc: 1200 MW
- **Baltica 2**
 - Inwestor: PGE/Orsted
 - Moc: 1500 MW
- **Bałtyk II**
 - Inwestor: Polenergia/Equinor
 - Moc: 720 MW
- **Bałtyk III**
 - Inwestor: Polenergia/Equinor
 - Moc: 720 MW
- **BC-Wind**
 - Inwestor: Ocean Winds
 - Moc: 500 MW
- **FEW Baltic II**
 - Inwestor: PGE
 - Moc: 440 MW
- **Baltica 3**
 - Inwestor: PGE/Orsted
 - Moc: 1050 MW

Są to projekty, które pozyskały wsparcie w postaci decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Spośród nich dwa projekty, tj. Baltic Power oraz Baltica 2, znajdują się aktualnie w trakcie budowy części morskiej. Zgodnie z informacjami dewelopera pierwszy ma rozpocząć działalność operacyjną jeszcze w 2026 r. Według harmonogramu projektu Baltica 2 w maju 2026 r. ma się rozpocząć proces montażu fundamentów na morzu, a inwestycja ma zostać ukończona w 2027 r. Wśród projektów I fazy oprócz ww. najbardziej zaawansowanych projektów trzy kolejne posiadają ostateczne decyzje inwestycyjne (FID): projekty Bałtyk II, Bałtyk oraz BC-Wind. Ostatni z wymienionych znajduje się obecnie

directly to the EEZ will not always result in the obligation to settle VAT on the import of goods in Poland if, under the given logistics model, the delivery is not subject to import customs formalities and does not result in the incurrence of a customs debt. This is significant when working with foreign contractors and subcontractors, particularly in the case of multi-stage supply chains for specialized offshore infrastructure components, such as turbines, foundation elements, or subsea cables. In practice, this means that the delivery model, transport route, point of entry of goods into the European Union's customs territory, commercial terms, and the entity responsible for import formalities must be analyzed on a case-by-case basis, as these circumstances may determine whether the investor or another participant in the supply chain will be required to account for import VAT.

Progress of projects in Phases I and II of offshore wind development

As part of Phase I of offshore wind development, seven OWF projects are being developed:

- **Baltic Power**
 - Investor: PKN Orlen/Northland Power
 - Capacity: 1,200 MW
- **Baltica 2**
 - Developer: PGE/Orsted
 - Capacity: 1,500 MW
- **Baltic II**
 - Developer: Polenergia/Equinor
 - Capacity: 720 MW
- **Baltic III**
 - Developer: Polenergia/Equinor
 - Capacity: 720 MW
- **BC-Wind**
 - Developer: Ocean Winds
 - Capacity: 500 MW
- **FEW Baltic II**
 - Developer: PGE
 - Capacity: 440 MW
- **Baltica 3**
 - Developer: PGE/Orsted
 - Capacity: 1,050 MW

These are projects that have received approval in the form of a decision by the President of the Energy Regulatory Office. Of these, two projects – Baltic Power and Baltica 2 – are currently in the process of constructing their offshore sections. According to the developer, the former is set to begin operations as early as 2026. According to the Baltica 2 project schedule, the process of installing offshore foundations is set to begin in May 2026, and the project is scheduled for completion in 2027. Among the Phase I projects, in addition to the aforementioned most advanced projects, three others have received final investment decisions (FID): the Bałtyk II, Bałtyk, and BC-Wind projects. The

Morska energetyka wiatrowa. Uwarunkowania i perspektywy biznesowe

na etapie budowy infrastruktury przyłączeniowej w części lądowej. Warto również zaznaczyć, że projekt FEW Baltic II (RWE Renewables) w marcu br. został przejęty przez PGE – połączenie inwestycji z projektem Baltica 9 ma stworzyć wspólne przedsięwzięcie Baltica 9+ o mocy około 1,325 GW.

W ramach drugiej fazy rozwijanych jest kolejne 12 projektów MFW, a wśród nich zwycięzcy aukcji w 2025 r., tj. projekty Baltic East, Baltica 9 oraz Bałtyk I o łącznej mocy ponad 3,4 GW.

Poniżej w ujęciu tabelarycznym oraz graficznym zaprezentowano aktualnie rozwijane projekty MFW na polskiej części Morza Bałtyckiego.

Rysunek 4. Aktualnie rozwijane projekty MFW na polskiej części Morza Bałtyckiego

Projekty MFW rozwijane na polskiej części Morza Bałtyckiego

Nr obszaru	Nazwa projektu	Inwestor	Moc planowana w PSZW (MW)	COO
1	Baltic Power	PKN Orlen /Northland Power	1200	2026
2	Baltica 2	PGE/Orsted	1500	2027
3	MFW Bałtyk II	Polenergia/Equinor	720	2027
4	MFW Bałtyk III	Polenergia/Equinor	720	2027
5	BC-Wind	Ocean Winds	500	2028/2029
6	FEW Baltic II	RWE Renewables	440	do 2030
7	Baltica 3	PGE/Orsted	1050	2030
8	Baltic East	Orlen	966	2032
9	Energia MFW 1	GK Orlen	812	2030+
10	Energia MFW 2	GK Orlen	896	2030+
11	Orlen Neptun III	GK Orlen	1204	2030+
12	Orlen Neptun IV	GK Orlen	1204	2030+
13	Baltica 7	PGE/Tauron	990	2031-2037
14	Baltica 9	PGE	975	2031-2037
15	Baltica 2+	PGE/Orsted	210	2031-2037
16	MFW Bałtyk I	Polenergia/Equinor	1560	2031-2037
17	Baltica 1	PGE	896	2031-2037
18	Baltica 1+	PGE	1185	2031-2037
19	Baltica 5	PGE/Enea	555	2031-2037
Suma			17 583	



Źródło: PSEW

17 grudnia 2025 r. po raz pierwszy w Polsce odbyła się aukcja w ramach drugiej fazy wsparcia dla MEW. Maksymalna łączna moc zainstalowana elektryczna MFW, w odniesieniu do których mogło zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda, wynosiła 4 GW. Do aukcji przystąpiło czterech wytwórców, spośród których wyłoniono trzech zwycięzców. W wyniku rozstrzygnięcia powstaną kolejne MFW o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej 3,435 GW:

- 1) ORLEN Neptun VIII Sp. z o.o. – Morska Farma Wiatrowa Baltic East o mocy zainstalowanej elektrycznej 900 MW;

Offshore wind energy. Business conditions and perspectives

latter is currently in the stage of constructing the onshore connection infrastructure. It is also worth noting that the FEW Baltic II project (RWE Renewables) was acquired by PGE in March of this year – the merger of this investment with the Baltica 9 project is intended to create the Baltica 9+ joint venture with a capacity of approximately 1,325 GW.

As part of the second phase, another 12 OWF projects are being developed, including the winners of the 2025 auction: the Baltic East, Baltica 9, and Bałtyk I projects, with a combined capacity of over 3.4 GW.

The offshore wind projects currently under development in the Polish part of the Baltic Sea are presented below in tabular and graphical form.

Figure 4. Offshore wind farm projects currently under development in the Polish part of the Baltic Sea



Source: PWEA.

On December 17, 2025, the first auction under the second phase of support for offshore wind farms took place in Poland. The maximum total installed electrical capacity of the offshore wind farms for which the right to offset a negative balance could be granted was 4 GW. Four generators participated in the auction, from which three winners were selected. As a result of the award, additional offshore wind farms with a total installed electrical capacity of 3.435 GW will be built:

- 1) ORLEN Neptun VIII Sp. z o.o. – Baltic East Offshore Wind Farm with an installed electrical capacity of 900 MW;

- 2) Elektrownia Wiatrowa Baltica 9 Sp. z o.o. – MFW Baltica 9 o mocy zainstalowanej elektrycznej 975 MW;
- 3) MFW Bałtyk I S.A. – MFW Bałtyk I o mocy zainstalowanej elektrycznej 1560 MW.

W opinii branży aukcja została rozstrzygnięta z bardzo dobrym wynikiem zarówno w zakresie ilości mocy elektrycznej łącznej wygranych projektów (3,435 GW), jak i w zakresie cen zaoferowanych w zwycięskich ofertach – minimalna zaoferowana cena wyniosła 476,88 PLN/MWh, a najwyższa 492,32 PLN/MWh.

Zgodnie z zapisami Ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych kolejne aukcje dla offshore wind zostały zaplanowane następująco:

- 1) 2027 r. – 4 GW;
- 2) 2029 r. – 2 GW;
- 3) 2031 r. – 2 GW.

Jednocześnie przewiduje się, że aukcje będą mogły zostać przeprowadzone również w innych latach niż wyżej wskazane, poczynając 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 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.

4 Aktualne bariery inwestycyjne

Polska może stać się europejskim liderem rozwoju morskiej energetyki wiatrowej, wnosząc istotny wkład do realizacji celów energetycznych i klimatycznych UE. Co więcej, morską energetyką wiatrową może być ważnym elementem budowania niezależności i bezpieczeństwa energetycznego kraju, co ma szczególne znaczenie w obecnej sytuacji geopolitycznej. Dwa pierwsze projekty o łącznej mocy około 3 GW są obecnie w trakcie budowy, a pierwszy prąd z morskich farm popłynie w Polsce jeszcze w 2026 r. Nowelizacja ustawy offshore w 2025 r. pozwoliła na doprecyzowanie i znaczne uproszczenie procesu administracyjnego dla tych inwestycji, jednak rozwój sektora MFW wciąż napotyka szereg barier o charakterze legislacyjnym, administracyjnym i infrastrukturalnym. Do identyfikowanych przez branżę głównych barier należą:

- długotrwałe procedury administracyjne,
- konieczność zsynchronizowania inwestycji w sieci elektroenergetyczne z harmonogramami rozwoju projektów,
- brak przygotowania infrastruktury portowej,
- brak jednostek instalacyjnych i serwisowych,
- potrzeba aktualizacji PZPPOM.

- 2) Elektrownia Wiatrowa Baltica 9 Sp. z o.o. – Baltica 9 offshore wind farm with an installed electrical capacity of 975 MW;
- 3) Bałtyk I S.A. – Bałtyk I offshore wind farm with an installed capacity of 1,560 MW.

In the industry's view, the auction was concluded with excellent results, both in terms of the total installed capacity of the winning projects (3.435 GW) and in terms of the prices offered in the winning bids – the lowest bid was PLN 476.88/MWh, and the highest was PLN 492.32/MWh.

In accordance with the provisions of the Act of December 17, 2020, on the promotion of electricity generation in offshore wind farms, subsequent auctions for offshore wind have been scheduled as follows:

- 1) 2027 – 4 GW;
- 2) 2029 – 2 GW;
- 3) 2031 – 2 GW.

At the same time, it is anticipated that auctions may also be conducted in years other than those indicated above, starting in 2033, if the Council of Ministers decides to hold them by way of a regulation. Furthermore, in cases specified in the MFW Act, the Council of Ministers may, by regulation, reduce the maximum MFW installed capacity allocated for auctions in 2027, 2029, and 2031. Ensuring that auctions are held on specific dates, along with specifying the maximum volumes of installed MFW electrical capacity for which support may be granted, is intended to encourage investors to make investment decisions.

Current investment barriers

Poland has the potential to become a European leader in offshore wind energy development, making a significant contribution to the EU's energy and climate goals. Furthermore, offshore wind energy can be a key element in building the country's energy independence and security, which is particularly important in the current geopolitical situation. The first two projects, with a combined capacity of approximately 3 GW, are currently under construction, and the first electricity from offshore wind farms will be delivered in Poland as early as 2026. The 2025 amendment to the Offshore Act clarified and significantly streamlined the administrative process for these investments; however, the development of the offshore wind sector still faces a number of legislative, administrative, and infrastructure barriers. The main barriers identified by the industry include:

- lengthy administrative procedures,
- the need to synchronize investments in power grids with project development schedules,
- lack of port infrastructure readiness,
- a lack of installation and maintenance units,
- the need to update the PZPPOM.

Długotrwałe procedury administracyjne

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 pierwszej inwestycji planowane jest na bieżący 2026 r., czyli 14 lat po uzyskaniu pozwoleń lokalizacyjnych. Inwestorzy przez cały czas zmagają się z szeregiem opóźnień w wydawaniu niezbędnych pozwoleń, w tym decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach czy przyłączeniach do sieci. Konieczność uproszczenia procesu wydawania pozwoleń dla projektów inwestycyjnych MFW to również jeden z głównych postulatów Komisji Europejskiej, podkreślanych chociażby w Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniającej dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylającej dyrektywę Rady (UE) 2015/652. dyrektywie OZE (RED III), która ma na celu przyśpieszenie wdrażania energii odnawialnej w całej UE.

Konieczność zsynchronizowania inwestycji w sieci elektroenergetyczne z harmonogramami rozwoju projektów

Według opublikowanego przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne „Planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2027–2036” planowane inwestycje w rozbudowę sieci pozwolą na przyłączenie do KSE i wyprowadzenie mocy na poziomie około 13 GW w perspektywie 2036 r. Dokument wskazuje przede wszystkim na wzmocnienie sieci w północno-zachodniej i zachodniej Polsce. PSE zapewnia, iż realizacja wyznaczonych w planie zadań inwestycyjnych (oraz wychodzących poza określony horyzont czasowy – do 2040 r.) w zakresie rozbudowy sieci elektroenergetycznej umożliwi przyłączenie do KSE morskich elektrowni wiatrowych o maksymalnej łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej w wysokości 17,9 GW określonej w myśl ustawy offshore. Przyłączenie większej ilości mocy offshore wymaga odpowiedniego przygotowania infrastruktury energetycznej poprzez budowę nowych punktów umożliwiających przyłączenie MFW. Mimo określonego planu inwestycyjnego eksperci 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). Co więcej, planowane inwestycje, służące możliwości przyłączenia kolejnych projektów offshore, muszą zostać zsynchronizowane

Lengthy administrative procedures

Administrative procedures for MEW-related projects require the applicant to obtain a total of at least 23 decisions (including permits, approvals, authorizations, and concessions) and assessments issued by 11 different government agencies based on over 100 documents that the applicant is required to submit, as well as at least 40 agreements or opinions approved between the agencies. Due to lengthy administrative procedures, the completion of the first investment is currently scheduled for 2026, i.e., 14 years after obtaining location permits. Investors continue to face a series of delays in the issuance of necessary permits, including decisions on environmental conditions and grid connections. The need to simplify the permitting process for investment projects is also one of the European Commission's main priorities, as emphasized, for example, in Directive (EU) 2023/2413 of the European Parliament and of the Council of October 18, 2023, amending Directive (EU) 2018/2001, Regulation (EU) 2018/1999, and Directive 98/70/EC with regard to the promotion of energy from renewable sources and repealing Council Directive (EU) 2015/652. (RED III), which aims to accelerate the deployment of renewable energy across the EU.

The need to synchronize investments in power grids with project development schedules

According to the "Development Plan for Meeting Current and Future Electricity Demand for 2027–2036" published by Polskie Sieci Elektroenergetyczne, planned investments in grid expansion will enable connection to the National Power System (KSE) and power transmission at a level of approximately 13 GW by 2036. The document primarily highlights the strengthening of the grid in northwestern and western Poland. PSE assures that the implementation of the investment tasks outlined in the plan (as well as those extending beyond the defined time horizon – up to 2040) regarding the expansion of the power grid will enable the connection of offshore wind farms to the National Power System (KSE) with a maximum total installed electrical capacity of 17.9 GW, as defined by the Offshore Act. Connecting a larger amount of offshore capacity requires appropriate preparation of the energy infrastructure through the construction of new connection points for offshore wind farms. Despite the defined investment plan, experts continue to point to the insufficient pace of power grid development, especially in the context of other planned energy investments in generation sources (including nuclear sources, which are also to be built in the north of the country). Furthermore, planned investments aimed at enabling the connection of future offshore projects must be synchronized with the scheduled timelines for OWF project implementation. It should be emphasized that legal

z planowanymi harmonogramami realizacji projektów MFW. Należy podkreślić, że przepisy prawa, w tym warunki aukcji, wymagają od inwestorów dochowania określonych terminów kolejnych etapów realizacji inwestycji. Brak uwzględnienia tych aspektów w procesie planowania infrastruktury może stanowić poważną barierę w realizacji kolejnych inwestycji MFW.

Brak infrastruktury portowej (serwisowej, instalacyjnej)

Rozwój projektów offshore w istotnym stopniu uzależniony jest od dostępności odpowiedniej infrastruktury portowej – zarówno instalacyjnej, jak i serwisowej. Tymczasem realizacja kluczowych inwestycji w tym obszarze postępuje z opóźnieniem i bez zakładanego wcześniej bufora czasowego, co stanowi jedno z głównych ryzyk dla harmonogramów tego rodzaju projektów. Kilka lat temu zakładano, że terminal instalacyjny powstanie w Gdyni i zacznie działać już od 2024 r. Zdecydowano jednak o przeniesieniu bazy do Gdańska, co wydłużyło proces inwestycyjny. Zmiana lokalizacji oraz wynikające z tego opóźnienia skłoniły ORLEN do budowy własnego terminala w Świnoujściu. Inwestorzy podjęli własne inicjatywy w przypadku portów serwisowych, które mają funkcjonować jako bazy operacyjne dla działających farm morskich. Dotychczas na Pomorzu wyznaczono pięć lokalizacji dla portów serwisowych. Dwie takie bazy powstaną w Łebie (Polenergia z Equinor i Baltic Power), dwie kolejne w Ustce (RWE i PGE), a jedna we Władysławowie (Ocean Winds). Warto jednak zauważyć, że rozwój tej infrastruktury również napotyka bariery – przykładem jest port we Władysławowie, który nie został objęty wsparciem w ramach środków KPO, mimo relatywnie niewielkich nakładów wymaganych do jego dostosowania do potrzeb sektora offshore. Wśród lokalizacji portów serwisowych i/lub pomocniczych wskazywane są również Darłowo i Kołobrzeg. Brak terminowo rozwijanej, kompleksowej infrastruktury portowej zarówno instalacyjnej, jak i serwisowej stanowi istotne ograniczenie dla sprawnej realizacji projektów MEW w Polsce. Opóźnienia inwestycyjne, zmiany lokalizacyjne oraz konieczność podejmowania równoległych inicjatyw przez inwestorów zwiększają ryzyko operacyjne i kosztowe, a także ograniczają potencjał budowy krajowego łańcucha dostaw dla sektora offshore.

Brak jednostek instalacyjnych i serwisowych

Istotną barierą rozwoju MEW pozostaje ograniczona dostępność wyspecjalizowanych jednostek instalacyjnych oraz serwisowych. Globalny rynek tych jednostek jest silnie napięty, a rosnąca liczba projektów offshore realizowanych równolegle powoduje narastającą konkurencję o dostęp do kluczowych zasobów flotowych. W szczególności dotyczy to jednostek przeznaczonych do instalacji fundamentów (FIV) oraz turbin wiatrowych (WTIV), których liczba jest niewystarczająca w stosunku do dyna-

regulations, including auction terms, require investors to adhere to specific deadlines for subsequent stages of investment implementation. Failure to take these aspects into account in the infrastructure planning process may constitute a serious barrier to the implementation of subsequent OWF investments.

Lack of port infrastructure (service and installation)

The development of offshore projects depends significantly on the availability of appropriate port infrastructure – both installation and service-related. Meanwhile, the implementation of key investments in this area is proceeding with delays and without the previously assumed time buffer, which constitutes one of the main risks to the schedules of such projects. A few years ago, it was assumed that an installation terminal would be built in Gdynia and would begin operations as early as 2024. However, it was decided to relocate the base to Gdańsk, which prolonged the investment process. The change in location and the resulting delays prompted ORLEN to build its own terminal in Świnoujście. Investors have taken their own initiatives regarding service ports, which are intended to function as operational bases for existing offshore wind farms. To date, five locations for service ports have been designated in Pomerania. Two such bases will be built in Łeba (Polenergia with Equinor and Baltic Power), two more in Ustka (RWE and PGE), and one in Władysławowo (Ocean Winds). It is worth noting, however, that the development of this infrastructure also faces barriers – an example is the port in Władysławowo, which was not included in the support under the National Reconstruction Plan (KPO) funds, despite the relatively small investment required to adapt it to the needs of the offshore sector. Darłowo and Kołobrzeg are also being considered as locations for service and/or auxiliary ports. The lack of a timely, comprehensive port infrastructure – both for installation and service – constitutes a significant constraint on the efficient implementation of OWE projects in Poland. Investment delays, location changes, and the need for investors to undertake parallel initiatives increase operational and cost risks, as well as limit the potential for building a domestic supply chain for the offshore sector.

Lack of installation and service vessels

The limited availability of specialized installation and service vessels remains a significant barrier to OWE development. The global market for these vessels is highly strained, and the growing number of offshore projects being carried out simultaneously is leading to increasing competition for access to key fleet resources. This applies in particular to vessels designed for the installation of foundations (FIV) and wind turbines (WTIV), the number of which is insufficient relative to the rapidly growing project

micznie rosnącego portfela projektów. Już w perspektywie najbliższych lat obserwowane są ograniczenia dostępności tych jednostek, które mogą przekładać się na przesunięcia harmonogramów inwestycyjnych oraz wzrost kosztów realizacji projektów. Skala potencjalnych opóźnień uzależniona jest od tempa rozwoju globalnej floty, jednak bez zwiększenia podaży jednostek ryzyko niedoborów będzie się pogłębiać wraz z przyspieszeniem inwestycji offshore. Dodatkowym wyzwaniem jest długi cykl projektowania i budowy nowych jednostek, który wynosi zazwyczaj 3–4 lata. Oznacza to, że decyzje inwestycyjne w tym obszarze muszą być podejmowane z odpowiednim wyprzedzeniem, aby zapewnić dostępność floty w kluczowych momentach realizacji projektów. Brak takich decyzji może prowadzić do strukturalnych niedoborów, które będą ograniczać tempo rozwoju sektora. Równolegle istotne znaczenie ma dostępność jednostek serwisowych (SOV i CTV), niezbędnych do obsługi operacyjnej MFW na etapie eksploatacji. Wraz ze wzrostem liczby oddawanych do użytku instalacji rośnie zapotrzebowanie na tego typu jednostki, co dodatkowo zwiększa presję na rynek i wymaga odpowiedniego planowania oraz rozwoju zaplecza operacyjnego. W kontekście Polski ograniczona dostępność jednostek instalacyjnych i serwisowych stanowi kolejny czynnik ryzyka, a także podkreśla potrzebę rozwoju krajowego zaplecza przemysłowego oraz aktywnego udziału w budowie europejskiego łańcucha dostaw dla sektora offshore.

Potrzeba aktualizacji PZPPOM

Istotnym ograniczeniem dalszego rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce jest konieczność aktualizacji planu zagospodarowania przestrzennego polskich obszarów morskich (PZPPOM). Obecny plan w praktyce wyczerpał dostępne obszary przeznaczone pod rozwój projektów offshore – niemal wszystkie akweny o funkcji „pozyskiwanie energii odnawialnej” zostały już rozdysponowane na potrzeby istniejących inwestycji. Oznacza to brak przestrzeni dla nowych projektów w perspektywie po 2040 r., co stanowi istotne ryzyko dla ciągłości rozwoju sektora także w kontekście rozwoju polskiego łańcucha dostaw. Jednocześnie rozwój rynku offshore wind w Polsce wyraźnie przyspiesza, a zainteresowanie inwestorów udziałem w kolejnych aukcjach potwierdza wysoką dojrzałość sektora oraz jego potencjał dalszego wzrostu. Utrzymanie konkurencyjności mechanizmu aukcyjnego – kluczowego z punktu widzenia kosztów energii dla odbiorców końcowych – wymaga jednak zapewnienia odpowiednio szerokiego portfela nowych projektów. Bez zwiększenia liczby dostępnych lokalizacji pod MFW może dojść do ograniczenia konkurencji, a tym samym osłabienia presji na optymalizację cen energii. W tym kontekście aktualizacja PZPPOM powinna uwzględniać wyznaczenie nowych obszarów przeznaczonych pod rozwój MEW, tak aby zapewnić długoterminowy horyzont inwestycyjny dla sektora. Rozszerzenie zasobu planistycznego umożliwi nie tylko kontynuację rozwoju nowych projektów, lecz także

portfolio. Already in the coming years, we are seeing constraints on the availability of these vessels, which may lead to delays in investment schedules and increased project costs. The scale of potential delays depends on the pace of global fleet development; however, without an increase in vessel supply, the risk of shortages will intensify as offshore investments accelerate. An additional challenge is the long design and construction cycle for new vessels, which typically takes 3–4 years. This means that investment decisions in this area must be made well in advance to ensure fleet availability at key project implementation stages. The absence of such decisions may lead to structural shortages that will limit the sector's growth rate. At the same time, the availability of service vessels (SOVs and CTVs), which are essential for the operational support of offshore wind farms during the operational phase, is significant. As the number of installations coming online increases, so does the demand for such vessels, which further increases pressure on the market and requires appropriate planning and the development of operational infrastructure. In the Polish context, the limited availability of installation and service units constitutes another risk factor and underscores the need to develop domestic industrial infrastructure and actively participate in building a European supply chain for the offshore sector.

The need to update the PZPPOM

A significant constraint on the further development of offshore wind energy in Poland is the need to update the Spatial Development Plan for Polish Maritime Areas (PZPPOM). In practice, the current plan has exhausted the available areas designated for offshore project development – nearly all water bodies designated for “renewable energy generation” have already been allocated to existing investments. This means there is no space for new projects beyond 2040, which poses a significant risk to the sector's continued development, including in the context of the growth of the Polish supply chain. At the same time, the development of the offshore wind market in Poland is clearly accelerating, and investor interest in participating in upcoming auctions confirms the sector's high maturity and its potential for further growth. However, maintaining the competitiveness of the auction mechanism – which is key from the perspective of energy costs for end-users – requires ensuring a sufficiently broad portfolio of new projects. Without increasing the number of available offshore wind farm sites, competition may be restricted, thereby weakening the pressure to optimize energy prices. In this context, the update to the National Offshore Wind Energy Development Plan (PZPPOM) should include the designation of new areas for offshore wind energy development to ensure a long-term investment horizon for the sector. Expanding the planning inventory will not only enable the continued development of new projects but will

wzmocni bezpieczeństwo energetyczne poprzez dywersyfikację źródeł wytwarzania oraz zwiększenie udziału stabilnych, zeroemisyjnych technologii w miksie energetycznym.

also strengthen energy security by diversifying generation sources and increasing the share of stable, zero-emission technologies in the energy mix.



Anna Paśławska-Misztal

Deputy Country Manager RP Global Poland

Od ponad 40 lat RP Global jest europejskim producentem energii (IPP), deweloperem i inwestorem, działającym w sektorze odnawialnych źródeł energii. W tym czasie spółka zrealizowała 15 farm wiatrowych, 26 elektrowni wodnych oraz dwie farmy fotowoltaiczne w siedmiu krajach. Na polskim rynku działa od 2006 r. Po wybudowaniu pięciu farm wiatrowych aktywność inwestycyjna spółki uległa ograniczeniu w związku z wprowadzeniem zasady 10H. Od 2020 r. RP Global ponownie rozwija działalność w Polsce, systematycznie rozbudowując portfel projektów wiatrowych, fotowoltaicznych oraz magazynów energii (BESS). Obecnie spółka realizuje budowę farmy wiatrowej Wałcz o mocy 123,9 MW.

Jednym z kluczowych wyzwań polskiego rynku pozostaje niestabilność i ograniczona przewidywalność otoczenia regulacyjnego. Liczne inicjatywy legislacyjne, brak spójnego harmonogramu zmian oraz częste nowelizacje przepisów znacznie zwiększają poziom niepewności inwestycyjnej. Kolejnym czynnikiem ryzyka jest niejednolita praktyka stosowania prawa przez administrację publiczną, przejawiająca się m.in. w zmienności interpretacyjnej, wydłużających się postępowaniach oraz rosnącej liczbie wymogów formalnych.

Istotnym wyzwaniem pozostaje również rosnąca złożoność uwarunkowań środowiskowych i planistycznych. Trwająca reforma systemu planowania przestrzennego, w tym wdrażanie planów ogólnych, wpływa na tempo i możliwość prowadzenia prac nad dokumentami planistycznymi na poziomie gmin. W obszarze środowiskowym widoczna jest częściowa duplikacja analiz prowadzonych na etapie ocen strategicznych, a następnie powtarzanych w procedurach środowiskowych dla konkretnych inwestycji. Zakres wymaganej dokumentacji środowiskowej systematycznie rośnie, a proces jej weryfikacji ulega wydłużeniu. W konsekwencji proces inwestycyjny staje się coraz bardziej czasochłonny i kapitałochłonny.

W ocenie spółki kluczowe znaczenie dla dalszego rozwoju rynku ma zwiększenie przewidywalności regulacyjnej, ujednolicenie praktyki administracyjnej oraz rzeczywiste uproszczenie procedur. Równolegle istotne jest budowanie szerszej świadomości społecznej w zakresie znaczenia energetyki odnawialnej, w szczególności energetyki wiatrowej, dla transformacji energetycznej.

For over 40 years, RP Global has been a European independent power producer (IPP), developer, and investor operating in the renewable energy sector. During this time, the company has completed 15 wind farms, 26 hydroelectric power plants, and two solar farms across seven countries. It has been active on the Polish market since 2006. After constructing five wind farms, the company's investment activity was curtailed due to the introduction of the 10H rule. Since 2020, RP Global has resumed its operations in Poland, systematically expanding its portfolio of wind, solar, and battery energy storage (BESS) projects. The company is currently constructing the 123.9 MW Wałcz wind farm.

One of the key challenges facing the Polish market remains the instability and limited predictability of the regulatory environment. Numerous legislative initiatives, the lack of a coherent schedule for changes, and frequent amendments to regulations significantly increase the level of investment uncertainty. Another risk factor is the inconsistent application of the law by public administration, manifested, among other things, in interpretive variability, protracted proceedings, and a growing number of formal requirements.

The growing complexity of environmental and planning conditions also remains a significant challenge. The ongoing reform of the spatial planning system, including the implementation of general plans, affects the pace and feasibility of work on planning documents at the municipal level. In the environmental sphere, there is a noticeable partial duplication of analyses conducted during the strategic assessment phase, which are then repeated in environmental EIA procedures for specific projects. The scope of required environmental documentation is steadily increasing, and the verification process is becoming longer. Consequently, the investment process is becoming increasingly time-consuming and capital-intensive.

In the company's view, increasing regulatory predictability, standardizing administrative practices, and genuinely simplifying procedures are of key importance for the market's further development. At the same time, it is essential to build broader public awareness of the importance of renewable energy, particularly wind energy, for the energy transition.

**Dodatek specjalny:
Mechanizmy wsparcia
rozwoju krajowego
przemysłu
w sektorze OZE**

**Special Focus:
Mechanisms to support
the development of
the domestic Industry in
the renewable energy sector**

1 Wprowadzenie

Dlaczego sama cena nie wystarcza?

Energetyka wiatrowa jest najtańszym źródłem energii. W latach 2010–2024 uśredniony koszt wytworzenia energii (LCOE) z elektrowni wiatrowej onshore spadł o 70%, w przypadku *offshore* zaś o 62%. Coraz większa dojrzałość technologiczna oraz jej skalowalność sprawiają, że nowe elektrownie wiatrowe deklasują konkurencyjne źródła energii pod względem przystępności cenowej, potencjału wzrostu oraz dostępności. Dla przykładu: już teraz w ujęciu globalnym średni koszt wytworzenia energii w lądowych elektrowniach wiatrowych jest o ponad połowę niższy od elektrowni konwencjonalnych¹⁵⁹. Spośród strategicznych zalet inwestycji w energetykę wiatrową wymienia się także uniezależnienie od szoków cenowych na globalnych rynkach surowcowych, a także pozytywny wpływ na reindustrializację i gospodarkę poprzez rozwój przemysłu lokalnego przemysłu stalowego, przetwórczego, elektronicznego oraz – w przypadku MEW – portowego. Energetyka jest sektorem szczególnie wrażliwym na zawirowania gospodarcze oraz sytuację geopolityczną. Rosyjska inwazja na Ukrainę w 2022 r. sparaliżowała dotychczasowy porządek w światowych dostawach surowców energetycznych. Osiągnięcie względnej stabilizacji zajęło światowym przywódcom kilka lat. Natomiast od początku tego roku jesteśmy świadkami ponownych zawirowań na rynkach energetycznych – wstrzymanie dostaw wenezuelskich tankowców oraz wojna na Bliskim Wschodzie, w ramach której bombardowane są rafinerie oraz zablokowano ruch przez Cieśninę Ormuz, doprowadziły do kolejnych w ostatnich latach bolesnych szoków cenowych na światowych rynkach paliw kopalnych. Perspektywą stają się niedobór surowców energetycznych, inflacja oraz nowy kryzys gospodarczy. Paliwa kopalne znów stały się elementem nacisku i gry politycznej, które ochoczo wykorzystują wszystkie strony konfliktów.

Odnawialne źródła energii, a zwłaszcza energetyka wiatrowa, są antidotum na obecne wyzwania. Produkcja energii z elektrowni wiatrowych jest odporna na warunki zewnętrzne i zależy wyłącznie od krajowych uwarunkowań. Aby zachować ciągły wzrost gospodarczy, dostęp do stabilnej cenowo, taniej i czystej energii staje się fundamentalny, zagwarantowanie bezpieczeństwa energetycznego musi zaś być priorytetowe dla społeczeństwa i decydentów.

Jedynym elementem, który uzależnia energetykę wiatrową od czynników zewnętrznych, jest produkcja komponentów. Rynek już wkrótce może stać się w pełni zdominowany przez azjatyckich, szeroko subsydiowanych przez państwo, producentów. Optymalnym rozwiązaniem stają się zatem inwestycje w lokalny przemysł i korzystanie z oferty europejskich – w tym polskich – dostawców. Krajowe firmy mają doświadczenia z realizacji projektów onshore i offshore wind, jednak z uwagi na agresywną konkurencję w ostatnich latach sukcesywnie tracą udziały w rynku na rzecz zagra-

Introduction

Why is price alone not enough?

Wind energy is the cheapest source of energy. Between 2010 and 2024, the levelized cost of energy (LCOE) from onshore wind farms fell by 70%, and by 62% for offshore wind farms. Increasing technological maturity and scalability mean that new wind farms outperform competing energy sources in terms of affordability, growth potential, and availability. For example, globally, the average levelized cost of energy (LCOE) for onshore wind farms is already more than half that of conventional power plants.¹⁵⁹ Among the strategic advantages of investing in wind energy are also independence from price shocks in global commodity markets, as well as a positive impact on reindustrialization and the economy through the development of local steel, manufacturing, electronics, and – in the case of offshore wind – port industries. The energy sector is particularly sensitive to economic turmoil and the geopolitical situation. Russia's invasion of Ukraine in 2022 paralyzed the existing order in global energy supply. It took world leaders several years to achieve relative stability. However, since the beginning of this year, we have been witnessing renewed turmoil in energy markets – the suspension of supplies from Venezuelan tankers and the war in the Middle East, during which refineries are being bombed and traffic through the Strait of Hormuz has been blocked, have led to yet another round of painful price shocks in global fossil fuel markets in recent years. The prospect of energy resource shortages, inflation, and a new economic crisis is looming. Fossil fuels have once again become a tool for political pressure and maneuvering, eagerly exploited by all parties to the conflicts.

Renewable energy sources, and wind power in particular, are the antidote to current challenges. Energy production from wind farms is resilient to external conditions and depends solely on domestic factors. To maintain continuous economic growth, access to affordable, clean energy with stable prices is becoming fundamental, and ensuring energy security must be a priority for society and policymakers.

The only factor that makes the wind energy sector dependent on external factors is component manufacturing. The market may soon become fully dominated by Asian manufacturers, which are heavily subsidized by the state. The optimal solution, therefore, is to invest in local industry and utilize the offerings of European – including Polish – suppliers. Domestic companies have experience in implementing onshore and offshore wind projects; however, due to aggressive competition in recent years, they are gradually losing market share to foreign – primarily Asian – entities

¹⁵⁹ Art. 26 ust. 1 lit. a NZIA.

¹⁵⁹ Article 26(1)(a) of the NZIA.

nicznych – głównie azjatyckich – podmiotów oferujących znacząco niższe ceny. Ponownie możemy stać się zależni od dostaw z kierunków niestabilnych politycznie – tym razem już nie tylko węglowodorów energetycznych, ale także surowców i komponentów niezbędnych do rozwijania technologii zeroemisyjnych.

Regionalni producenci potrzebują zatem wsparcia, aby móc dalej funkcjonować na tym niekonkurencyjnym rynku. Jako że powyższy problem dotyczy całego kontynentu, unijni przywódcy obecnie zmieniają dotychczasowy paradygmat stronięcia w jakikolwiek sposób od protekcjonizmu gospodarczego na rzecz ustrukturuwanego wsparcia lokalnego łańcucha dostaw. Nadrzędnym celem jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego i stabilnego rozwoju europejskiej gospodarki, co w pełni uzasadnia skalę i kierunek podejmowanych działań.

Nowe mechanizmy – pomimo ryzyka częściowego, krótkoterminowego wzrostu cen komponentów – będą miały wymierne korzyści. Budowaniu local content towarzyszą bardziej odporne, elastyczne, mniej podatne na zawrota geopolityczne i presję cenową łańcuchy dostaw, większa stabilność zatrudnienia, rozwój kompetencji technicznych w mniejszych ośrodkach oraz wzrost zamówień u lokalnych MŚP. Implementacja narzędzi promujących i stymulujących rozwój wewnętrznych producentów oraz wzmacniających europejskie łańcuchy dostaw przyczynia się do wzrostu odporności i konkurencyjności gospodarki zarówno na poziomie Polski, jak i całej UE.

Rozumiejąc tę potrzebę rynkową, Wind Industry Hub, PSEW i CEE Energy Group z zespołem ekspertów opracowali kompleksowo zagadnienia służące rozwojowi łańcucha dostaw morskiej i lądowej energetyki wiatrowej. 12 maja br. odbyła się premiera rynkowa raportu „Polska Strategia Rozwoju Przemysłu Lądowej Energetyki Wiatrowej”. Strategia rozwoju przemysłu lądowej energetyki wiatrowej w Polsce stanowi kompleksowe opracowanie analityczne, obejmujące blisko 200 stron szczegółowych analiz rynku, łańcucha dostaw oraz otoczenia regulacyjnego, a także zestaw konkretnych rekomendacji dla polityki przemysłowej i rozwoju krajowych kompetencji. Jego celem jest wskazanie, w jaki sposób rozwój energetyki wiatrowej na lądzie może zostać wykorzystany jako impuls do wzmocnienia konkurencyjności polskiej gospodarki, budowy lokalnego łańcucha dostaw oraz zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego. Dokument kontynuuje merytoryczną dyskusję wokół local content rozpoczętą przez Wind Industry Hub w latach 2024–2025 dotyczącą strategii dla rozwoju łańcucha dostaw dla offshore wind w Polsce.

www.windindustry.pl/raporty-i-opracowania/



offering significantly lower prices. Once again, we risk becoming dependent on supplies from politically unstable regions – this time not only for energy hydrocarbons but also for the raw materials and components necessary to develop zero-emission technologies.

Regional producers therefore need support to continue operating in this uncompetitive market. As this problem affects the entire continent, EU leaders are currently shifting away from the previous paradigm of avoiding economic protectionism at all costs toward structured support for the local supply chain. The overarching goal is to ensure energy security and the stable development of the European economy, which fully justifies the scale and direction of the measures being taken.

The new mechanisms – despite the risk of a partial, short-term increase in component prices – will yield tangible benefits. Building local content is accompanied by more resilient, flexible supply chains that are less susceptible to geopolitical turmoil and price pressures, greater employment stability, the development of technical expertise in smaller centers, and an increase in orders for local SMEs. The implementation of tools that promote and stimulate the development of domestic manufacturers and strengthen European supply chains contributes to increasing the resilience and competitiveness of the economy both in Poland and across the entire EU.

Recognizing this market need, Wind Industry Hub, PSEW, and CEE Energy Group, together with a team of experts, have comprehensively addressed issues related to the development of the offshore and onshore wind energy supply chain. On May 12 of this year, the market launch of the “Polish Strategy for the Development of the Onshore Wind Energy Industry” report took place. The strategy for the development of the onshore wind energy industry in Poland is a comprehensive analytical study comprising nearly 200 pages of detailed analyses of the market, the supply chain, and the regulatory environment, as well as a set of specific recommendations for industrial policy and the development of national competencies. It aims to identify how the development of onshore wind energy can be used as a catalyst to strengthen the competitiveness of the Polish economy, build a local supply chain, and enhance energy security. The document continues the substantive discussion on local content initiated by the Wind Industry Hub in 2024–2025 regarding a strategy for the development of the offshore wind supply chain in Poland.

Z wielką przyjemnością przedstawiamy Państwu dodatek specjalny, w którym zaprezentowano mechanizmy wsparcia europejskiego i krajowego przemysłu w sektorze OZE, gdzie obok efektywności kosztowej coraz większą rolę odgrywają kryteria związane z bezpieczeństwem, odpornością oraz strategiczną autonomią. Nowe realia rynkowe dowodzą, że to rozsądek i długofalową wartość, a nie doraźne oszczędności, już dzisiaj należy stawiać na pierwszym miejscu.

Europejskie regulacje prawne

Unijne regulacje prawne w obszarze transformacji energetycznej i rozwoju przemysłu niskoemisyjnego stanowią obecnie jeden z kluczowych filarów polityki gospodarczej UE. Ich zasadniczym celem jest jednocześnie osiągnięcie neutralności klimatycznej, wzmocnienie konkurencyjności europejskiego przemysłu oraz zwiększenie odporności gospodarki na wstrząsy zewnętrzne, w tym kryzysy geopolityczne i zakłócenia globalnych łańcuchów dostaw. W ostatnich latach widoczne jest wyraźne przesunięcie akcentów – od podejścia skoncentrowanego głównie na regulacji kwestii emisji, w kierunku aktywnej polityki przemysłowej wspierającej rozwój technologii zeroemisyjnych i lokalnych zdolności produkcyjnych. Aspekty klimatyczne i przemysłowe przeplatają się, tworząc europejską politykę energetyczną wielowymiarową i kompleksową.

Podstawę tego podejścia stanowi Europejski Zielony Ład, uzupełniony przez Europejskie Prawo Klimatyczne – rozporządzenie (UE) 2021/1119 – które ustanawia prawnie wiążący cel osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r. oraz redukcji emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 55% do 2030 r. Realizacji tych założeń służy pakiet legislacyjny „Fit for 55” obejmujący m.in. reformę systemu EU ETS, rozszerzenie zakresu sektorowego regulacji klimatycznych oraz wzmocnienie instrumentów redukcji emisji w energetyce, przemyśle i transporcie.

Szczególne znaczenie dla rozwoju odnawialnych źródeł energii ma dyrektywa RED III, która podnosi cele udziału OZE w końcowym zużyciu energii oraz wprowadza szczegółowe ścieżki sektorowe, w tym dla przemysłu i transportu. Kluczowym elementem tej regulacji jest uproszczenie i przyspieszenie procedur administracyjnych, m.in. możliwość wyznaczania obszarów przyspieszonego rozwoju OZE. Rozwiązania te mają istotnie skrócić czas realizacji inwestycji oraz ograniczyć bariery regulacyjne, które dotychczas stanowiły jedno z głównych wyzwań dla rozwoju sektora.

Uzupełnieniem działań w obszarze transformacji energetycznej są regulacje dotyczące efektywności energetycznej (EED) oraz inicjatywa REPowerEU, której celem jest przyspieszenie odchodzenia od paliw kopalnych oraz zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego UE. Instrumenty te wspierają zarówno ograniczenie popytu na energię, jak i rozwój infrastruktury oraz technologii umożliwiających dekarbonizację gospodarki, w tym przemysłu.

It is with great pleasure that we present to you this special supplement, which outlines support mechanisms for the European and domestic renewable energy industry, where criteria related to security, resilience, and strategic autonomy are playing an increasingly important role alongside cost-effectiveness. New market realities demonstrate that it is common sense and long-term value – not short-term savings – that should be prioritized today.

European legal regulations

EU regulations in the area of energy transition and the development of a low-carbon industry currently constitute one of the key pillars of EU economic policy. Their primary goal is to simultaneously achieve climate neutrality, strengthen the competitiveness of European industry, and increase the economy's resilience to external shocks, including geopolitical crises and disruptions in global supply chains. In recent years, there has been a clear shift in emphasis – from an approach focused primarily on regulating emissions toward an active industrial policy supporting the development of zero-emission technologies and local production capacity. Climate and industrial aspects intertwine, creating a multidimensional and comprehensive European energy policy.

This approach is based on the European Green Deal, supplemented by the European Climate Law – Regulation (EU) 2021/1119 – which establishes a legally binding target to achieve climate neutrality by 2050 and reduce greenhouse gas emissions by at least 55% by 2030. The “Fit for 55” legislative package serves to implement these objectives, covering, among other things, reform of the EU ETS system, expansion of the sectoral scope of climate regulations, and strengthening of emission reduction instruments in the energy sector, industry, and transport.

Of particular importance for the development of renewable energy sources is the RED III Directive, which raises the targets for the share of RES in final energy consumption and introduces detailed sectoral pathways, including for industry and transport. A key element of this regulation is the simplification and acceleration of administrative procedures, including the ability to designate areas for accelerated renewable energy development. These measures are intended to significantly shorten investment implementation times and reduce regulatory barriers, which have previously been one of the main challenges to the sector's development.

Complementing efforts in the area of energy transition are regulations on energy efficiency (EED) and the REPowerEU initiative, which aims to accelerate the transition away from fossil fuels and enhance the EU's energy security. These instruments support both the reduction of energy demand and the development of infrastructure and technologies enabling the decarbonization of the economy, including industry.

W odpowiedzi na rosnącą konkurencję globalną oraz konieczność odbudowy europejskiej bazy przemysłowej Unia Europejska rozwija równolegle instrumenty polityki przemysłowej ukierunkowane na sektor czystych technologii. Istotnym aktem w tym zakresie jest *Net Zero Industry Act* (NZIA), którego celem jest zwiększenie zdolności produkcyjnych technologii zeroemisyjnych w Europie oraz wzmocnienie odporności łańcuchów dostaw. Regulacja ta przewiduje m.in. uproszczenie procedur wydawania pozwoleń, rozwój projektów strategicznych oraz wprowadzenie obowiązkowych kryteriów pozacenowych w systemach wsparcia i zamówieniach publicznych.

Ważnym uzupełnieniem NZIA jest *Critical Raw Materials Act*, który odpowiada na rosnące zapotrzebowanie na surowce krytyczne niezbędne dla transformacji energetycznej, w tym dla produkcji komponentów technologii OZE. Regulacja ta ma na celu dywersyfikację dostaw, zwiększenie krajowych zdolności wydobywczych i przetwórczych oraz rozwój recyklingu, co jest kluczowe z punktu widzenia bezpieczeństwa gospodarczego i technologicznego UE. Z kolei mechanizm CBAM (*Carbon Border Adjustment Mechanism*) stanowi narzędzie ochrony konkurencyjności przemysłu europejskiego poprzez wyrównanie kosztów emisji CO₂ między producentami unijnymi a importerami spoza UE.

Nowym etapem rozwoju unijnej polityki przemysłowej jest inicjatywa *Clean Industrial Deal* oraz powiązane z nią działania legislacyjne, w tym *Industrial Accelerator Act*. Zakładają one wzmocnienie europejskiego przemysłu poprzez preferencje „Made in Europe”, przyspieszenie procesów inwestycyjnych, rozwój klastrów przemysłowych oraz zwiększenie dostępności finansowania dla projektów dekarbonizacyjnych. Szczególny nacisk kładziony jest na skrócenie procedur administracyjnych oraz zwiększenie roli zamówień publicznych jako instrumentu wspierającego rozwój europejskich łańcuchów wartości.

Równolegle rozwijane są instrumenty finansowe, takie jak planowany Europejski Fundusz Konkurencyjności, który ma wspierać inwestycje w strategiczne sektory gospodarki, w tym technologie odnawialne i przemysł niskoemisyjny. Wsparcie to ma umożliwić mobilizację kapitału prywatnego oraz zwiększenie skali inwestycji niezbędnych do realizacji celów klimatycznych i przemysłowych UE.

W kontekście sektora energetyki wiatrowej regulacje unijne podkreślają jego kluczową rolę w procesie elektryfikacji i dekarbonizacji gospodarki. Europejskie inicjatywy, w tym pakiet dotyczący energetyki wiatrowej oraz działania w ramach *REPowerEU*, koncentrują się na rozwoju mocy wytwórczych, wzmocnieniu łańcucha dostaw oraz eliminacji barier administracyjnych. Jednocześnie wskazywane są istotne wyzwania, takie jak niedostateczny rozwój infrastruktury sieciowej, ograniczenia w dostępie do surowców oraz długotrwałe procedury inwestycyjne.

In response to growing global competition and the need to rebuild Europe's industrial base, the European Union is simultaneously developing industrial policy instruments focused on the clean technology sector. A key piece of legislation in this regard is the *Net Zero Industry Act* (NZIA), which aims to increase the production capacity of zero-emission technologies in Europe and strengthen the resilience of supply chains. This regulation provides, among other things, for the simplification of permitting procedures, the development of strategic projects, and the introduction of mandatory non-price criteria in support schemes and public procurement.

An important complement to the NZIA is the *Critical Raw Materials Act*, which addresses the growing demand for critical raw materials essential for the energy transition, including for the production of renewable energy technology components. This regulation aims to diversify supplies, increase domestic extraction and processing capacities, and develop recycling, which is crucial for the EU's economic and technological security. In turn, the CBAM (*Carbon Border Adjustment Mechanism*) serves as a tool to protect the competitiveness of European industry by leveling the playing field regarding CO₂ emission costs between EU producers and non-EU importers.

A new phase in the development of EU industrial policy is the *Clean Industrial Deal* initiative and related legislative measures, including the *Industrial Accelerator Act*. These aim to strengthen European industry through “Made in Europe” preferences, accelerate investment processes, develop industrial clusters, and increase access to financing for decarbonization projects. Particular emphasis is placed on streamlining administrative procedures and increasing the role of public procurement as an instrument supporting the development of European value chains.

At the same time, financial instruments are being developed, such as the planned *European Competitiveness Fund*, which is intended to support investments in strategic sectors of the economy, including renewable technologies and the low-carbon industry. This support is intended to enable the mobilization of private capital and increase the scale of investments necessary to achieve the EU's climate and industrial goals.

In the context of the wind energy sector, EU regulations emphasize its key role in the electrification and decarbonization of the economy. European initiatives, including the wind energy package and actions under *REPowerEU*, focus on expanding generation capacity, strengthening the supply chain, and removing administrative barriers. At the same time, significant challenges are highlighted, such as insufficient grid infrastructure development, limited access to raw materials, and lengthy investment procedures.

Coraz bardziej wyraźnym głosem europejskim mówi się o stosowaniu innych – poza ceną – kryteriów oceny projektów OZE w aukcjach. Wytyczne Komisji Europejskiej z 2022 r. dotyczące pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska (2022/C 80/01) stanowią ważny instrument kształtujący zasady udzielania wsparcia publicznego dla inwestycji w sektorze OZE i technologii niskoemisyjnych. Określają one ramy, w których pomoc państwa może być uznana za zgodną z rynkiem wewnętrznym UE, pod warunkiem że wspiera rozwój działalności gospodarczej, przyczynia się do realizacji celów Europejskiego Zielonego Ładu oraz nie zakłóca konkurencji i handlu w sposób sprzeczny ze wspólnym interesem. Szczególne znaczenie ma dopuszczenie stosowania w aukcjach kryteriów pozacenowych, które – obok efektywności kosztowej – pozwalają uwzględniać takie aspekty jak efekty środowiskowe, innowacyjność, lokalna wartość dodana czy zdolność do realizacji projektów, przy czym ich łączna waga nie powinna przekraczać 30%. Kierunek ten został rozwinięty w zaleceniu Komisji z 2024 r. dotyczącym modeli aukcyjnych OZE, które promuje szersze wykorzystanie kryteriów pozacenowych jako narzędzia realizacji celów polityki klimatycznej, przemysłowej i bezpieczeństwa dostaw, przy zachowaniu przejrzystości, proporcjonalności i konkurencyjności procedur. Jednocześnie Net Zero Industry Act wzmacnia tę tendencję, wprowadzając obowiązek stosowania kryteriów niecenowych w części wolumenu aukcji OZE oraz wiążąc mechanizmy wsparcia z celami budowy europejskiego łańcucha wartości technologii zeroemisyjnych.

Podsumowując, europejskie regulacje prawne tworzą coraz bardziej kompleksowy i wielowymiarowy system wsparcia dla rozwoju sektora OZE oraz przemysłu niskoemisyjnego. Łączą one instrumenty klimatyczne, przemysłowe, handlowe i finansowe, dążąc do budowy konkurencyjnej i odpornej gospodarki europejskiej. Skuteczność tego podejścia będzie jednak zależała od efektywnego wdrożenia regulacji na poziomie państw członkowskich, zapewnienia odpowiedniego finansowania oraz zdolności do szybkiej realizacji inwestycji infrastrukturalnych i przemysłowych.

Kontekst polski

W ostatnim roku debata na temat rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce stała się elementem szerszej dyskusji na temat suwerenności gospodarczej, odporności przemysłowej i bezpieczeństwa narodowego. W zmieniającym się krajobrazie geopolitycznym, naznaczonym globalnymi tarciami handlowymi, wojnami na granicach Europy i rosnącym protekcyjizmem, Polska dostosowuje swoją politykę przemysłową, aby zapewnić, że inwestycje na dużą skalę wygenerują trwałą wartość w gospodarce krajowej.

W centrum tego nowego podejścia znalazła się koncepcja wzmocnienia krajowych łańcuchów dostaw dla inwestycji w sektorach strategicznych (strategia rządowa *Local First*). Wcześniej uważana głównie za protekcyjizm gospodarczy, przekształciła się w wymóg strategiczny łączący politykę przemysłową z szerszymi celami bezpieczeństwa i odporności.

There is an increasingly clear European call for the use of criteria other than price to evaluate renewable energy projects in auctions. The European Commission's 2022 Guidelines on State Aid for Climate and Environmental Protection (2022/C 80/01) constitute an important instrument shaping the rules for granting public support for investments in the renewable energy sector and low-carbon technologies. They define the framework within which state aid may be considered compatible with the EU internal market, provided that it supports the development of economic activity, contributes to the achievement of the European Green Deal's objectives, and does not distort competition and trade in a manner contrary to the common interest. Of particular importance is the allowance for the use of non-price criteria in auctions, which – in addition to cost-effectiveness – enable consideration of aspects such as environmental impacts, innovation, local added value, or project implementation capacity, provided that their combined weight does not exceed 30%. This approach was further developed in the Commission's 2024 recommendation on RES auction models, which promotes the broader use of non-price criteria as a tool for achieving climate, industrial, and security-of-supply policy objectives, while maintaining the transparency, proportionality, and competitiveness of procedures. At the same time, the Net Zero Industry Act reinforces this trend by introducing a requirement to apply non-price criteria to a portion of the RES auction volume and by linking support mechanisms to the goals of building a European value chain for zero-emission technologies.

In summary, European regulations are creating an increasingly comprehensive and multidimensional support system for the development of the renewable energy sector and low-carbon industry. They combine climate, industrial, trade, and financial instruments, aiming to build a competitive and resilient European economy. The effectiveness of this approach, however, will depend on the effective implementation of regulations at the member state level, the provision of adequate financing, and the ability to rapidly carry out infrastructure and industrial investments.

The Polish context

Over the past year, the debate on the development of wind energy in Poland has become part of a broader discussion on economic sovereignty, industrial resilience, and national security. In a shifting geopolitical landscape marked by global trade frictions, wars on Europe's borders, and rising protectionism, Poland is adapting its industrial policy to ensure that large-scale investments generate lasting value for the domestic economy.

At the heart of this new approach lies the concept of strengthening domestic supply chains for investments in strategic sectors (the government's "Local First" strategy). Previously viewed primarily as economic protectionism, it has evolved into a strategic imperative that links industrial policy with broader security and resilience goals.

Główna zasada jest jasna: środki publiczne inwestowane w infrastrukturę energetyczną powinny wzmacniać potencjał krajowy, budować zrównoważone łańcuchy dostaw i przyczyniać się do długoterminowej konkurencyjności, a nie wypływać z kraju, pozbawiając gospodarke wartości dodanej. Orientacja ta odzwierciedla zarówno względy pragmatyczne, jak i strategiczne. Pragmatyczne, ponieważ Polska wkracza w dekadę bezprecedensowych inwestycji, w tym energetycznych. Nakłady na nie sięgają setek miliardów euro. Strategiczne, ponieważ zdolność do budowy i utrzymania infrastruktury oraz rodzimego przemysłu przy znacznym udziale firm krajowych jest obecnie postrzegana jako kwestia autonomii gospodarczej i bezpieczeństwa w świecie rosnącej niepewności.

Kluczowym dokumentem określającym kierunki rozwoju państwa jest „Strategia Rozwoju Polski do 2035 r.”, która zastąpiła dotychczasową „Strategię na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju” (SOR). Jest to średniookresowy plan rozwoju kraju w wymiarze społecznym, gospodarczym i przestrzennym. Projekt przeszedł szerokie konsultacje publiczne jesienią 2025 r. Rząd zajął się projektem uchwały w sprawie jej przyjęcia 31 marca 2026 r. W dniu 22 kwietnia 2026 r. Minister Funduszy i Polityki Regionalnej poinformowała, że rząd jest na „finiszu prac” i przyjęcie uchwały nastąpi w najbliższym czasie. Choć dokument formalnie czeka na ostateczny podpis pod uchwałą, ministerstwo podkreśla, że strategia już jest realizowana w praktyce, ponieważ wyznacza ona obecne kierunki inwestycyjne kraju.

Dokument „Strategia Rozwoju Polski do 2035 r.” koncentruje się na odpowiedzi na współczesne wyzwania, takie jak kryzysy migracyjne, skutki pandemii czy zagrożenia geopolityczne. Kluczowe priorytety to:

- Demografia: Łagodzenie zmian demograficznych i adaptacja społeczeństwa do starzenia się populacji.
- Konkurencyjna gospodarka: Tworzenie warunków dla innowacyjności i wzrostu potencjału polskich firm.
- Bezpieczeństwo: Wzrost potencjału militarnego oraz budowanie odporności na cyberataki, ataki hybrydowe i klęski żywiołowe.
- Zdrowie: Poprawa stanu zdrowia obywateli oraz efektywności systemu opieki zdrowotnej.
- Rozwój regionalny: Wsparcie dla kluczowych miast i wyrównywanie szans między regionami.

Local content został wpisany bezpośrednio do projektu Strategii jako priorytet polityki gospodarczej. Pewnym wyzwaniem jest jednak brak sfinalizowanych strategii sektorowych (np. energetycznej), co wpływa na tempo realizowanych działań.

Udział krajowych dostawców jest dziś promowany jako naczelną zasadą rozwoju przemysłowego. Energetyka wiatrowa jest tu flagowym przykładem zarówno ze względu na skalę planowanych inwestycji, jak i dlatego, że – jako stosunkowo nowy sektor budowany od podstaw – stanowi laboratorium do testowania, w jaki sposób krajowych

The guiding principle is clear: public funds invested in energy infrastructure should strengthen domestic capacity, build sustainable supply chains, and contribute to long-term competitiveness, rather than flowing out of the country, depriving the economy of added value. This orientation reflects both pragmatic and strategic considerations. Pragmatic, because Poland is entering a decade of unprecedented investments, including in the energy sector. Expenditures on these projects amount to hundreds of billions of euros. Strategic, because the ability to build and maintain infrastructure and domestic industry with a significant share of domestic companies is currently viewed as a matter of economic autonomy and security in a world of growing uncertainty.

The key document defining the country's development directions is the "Poland Development Strategy until 2035," which replaced the previous "Strategy for Responsible Development" (SOR). It is a medium-term plan for the country's social, economic, and spatial development. The draft underwent extensive public consultations in the fall of 2025. The government began work on a draft resolution for its adoption on March 31, 2026. On April 22, 2026, the Minister of Funds and Regional Policy announced that the government was in the "final stages of work" and that the resolution would be adopted in the near future. Although the document is formally awaiting the final signature on the resolution, the ministry emphasizes that the strategy is already being implemented in practice, as it sets the country's current investment priorities.

The document "Poland's Development Strategy until 2035" focuses on addressing contemporary challenges, such as migration crises, the effects of the pandemic, and geopolitical threats. The key priorities are:

- Demographics: Mitigating demographic changes and helping society adapt to an aging population.
- Competitive economy: Creating conditions for innovation and increasing the potential of Polish companies.
- Security: Increasing military capabilities and building resilience against cyberattacks, hybrid attacks, and natural disasters.
- Health: Improving citizens' health and the efficiency of the healthcare system.
- Regional development: Support for key cities and leveling the playing field between regions.

Local content has been directly incorporated into the draft Strategy as an economic policy priority. However, the lack of finalized sectoral strategies (e.g., for the energy sector) poses a challenge, affecting the pace of implementation.

The participation of domestic suppliers is now promoted as a guiding principle of industrial development. Wind energy serves as a flagship example here, both due to the scale of planned investments and because – as a relatively new sector being built from the ground up – it acts as a testing ground for integrating domestic suppliers into global value

dostawców można zintegrować z globalnymi łańcuchami wartości. Wizja ta nie zakłada izolacji ani samowystarczalności, ale budowę silnej, niezawodnej bazy przemysłowej, zdolnej do współpracy na równych warunkach z międzynarodowymi graczami. W tym kontekście polityka local content w energetyce wiatrowej nie polega wyłącznie na maksymalizacji udziału krajowych dostawców w bieżących projektach. Chodzi również o stworzenie odpornego, zorientowanego na przyszłość łańcucha dostaw, który może przyczynić się do długoterminowej transformacji energetycznej Polski, jednocześnie pozycjonując kraj jako wiarygodnego i konkurencyjnego partnera w europejskim sektorze energetyki wiatrowej. Ministerstwo Aktywów Państwowych nadało tej polityce wymiar operacyjny poprzez powołanie Zespołu do spraw Udziału Komponentu Krajowego w Kluczowych Procesach Inwestycyjnych.

Kierunek ten został ujęty również w „Wykazie priorytetów polityki członków Rady Ministrów” jako Priorytet P12, dotyczący komponentu krajowego w kluczowych procesach inwestycyjnych spółek z udziałem Skarbu Państwa. Uchwalenie przez Radę Ministrów „Polityki zakupowej państwa na lata 2026–2029” oraz opracowanie przez Ministerstwo Aktywów Państwowych Kodeksu Dobrych Praktyk nadało zaś temu procesowi rangę polityki państwa, a nie wyłącznie inicjatywy sektorowej.

Energetyka wiatrowa staje się jednym z kluczowych obszarów wdrożenia rządowego programu local content w Polsce. Jego liderem jest Agencja Rozwoju Przemysłu wyznaczona na koordynatora z ramienia MAP. W praktyce sektor wiatrowy ma szansę stać się testem zdolności państwa do przełożenia ogólnych deklaracji o suwerenności gospodarczej na konkretne mechanizmy zakupowe, inwestycyjne i organizacyjne – gdzie celem jest rozwój nowoczesnej bazy przemysłowej i usługowej w sektorach strategicznych.

Podsumowując, nowe podejście do local content wpisuje się w szerszą zmianę myślenia o polityce gospodarczej państwa. Z działań polskiego Rządu wyłania się wizja, w której komponent krajowy nie jest traktowany jako techniczne kryterium przetargowe, lecz jako element bezpieczeństwa państwa. Chodzi o wypracowanie modelu, w którym strategiczne projekty infrastrukturalne stają się narzędziem budowy krajowych kompetencji, miejsc pracy, zdolności produkcyjnych oraz odporności na zakłócenia geopolityczne. Polityka ta powinna być postrzegana też jako zgodna z kierunkiem europejskim (tzw. Buy European) i wzmacniająca szerszą odporność europejskich łańcuchów dostaw.

chains. This vision does not entail isolation or self-sufficiency, but rather the building of a strong, reliable industrial base capable of cooperating on equal terms with international players. In this context, the local content policy in wind energy is not solely about maximizing the share of domestic suppliers in current projects. It is also about creating a resilient, future-oriented supply chain that can contribute to Poland's long-term energy transition, while positioning the country as a reliable and competitive partner in the European wind energy sector. The Ministry of State Assets has given this policy an operational dimension by establishing a Task Force on the Domestic Component's Share in Key Investment Processes.

This direction was also included in the “List of Policy Priorities of the Members of the Council of Ministers” as Priority P12, concerning the domestic component in key investment processes of companies with State Treasury participation. The adoption by the Council of Ministers of the “State Procurement Policy for 2026–2029” and the development by the Ministry of State Assets of the Code of Good Practices elevated this process to the level of state policy, rather than merely a sectoral initiative.

Wind energy is becoming one of the key areas for implementing the government's local content program in Poland. Its leader is the Industrial Development Agency, designated as the coordinator on behalf of the Ministry of State Assets. In practice, the wind sector has the opportunity to serve as a test of the state's ability to translate general declarations of economic sovereignty into concrete procurement, investment, and organizational mechanisms – where the goal is to develop a modern industrial and service base in strategic sectors.

In summary, the new approach to local content is part of a broader shift in thinking about the state's economic policy. The Polish government's actions reveal a vision in which the domestic component is not treated as a technical tender criterion, but as an element of national security. The aim is to develop a model in which strategic infrastructure projects become a tool for building national competencies, jobs, production capacity, and resilience to geopolitical disruptions. This policy should also be viewed as consistent with the European direction (the so-called Buy European initiative) and as strengthening the broader resilience of European supply chains.

2 Kryteria pozacenowe w systemach wsparcia OZE

Ogólne założenia wdrażania kryteriów pozacenowych

Wprowadzenie kryteriów pozacenowych do systemów aukcyjnych dla OZE stanowi jeden z kluczowych instrumentów realizacji celów określonych w *Net-Zero Industry Act* („NZIA”), czyli Rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1735 z 13 czerwca 2024 r. w sprawie ustanowienia ram środków na rzecz wzmocnienia europejskiego ekosystemu produkcji technologii neutralnych emisyjnie i zmieniające rozporządzenie (UE) 2018/1724 oraz akty wykonawcze do NZIA, w szczególności Rozporządzeniu Wykonawczym Komisji (UE) 2025/1176 z 23 maja 2025 r. określającym kryteria wstępnej kwalifikacji i kryteria udzielenia zamówienia w odniesieniu do aukcji na potrzeby wdrażania energii ze źródeł odnawialnych („Rozporządzenie 2025/1176”).

Cele realizowane przez NZIA mają charakter wielowymiarowy i można je ująć w kilku kluczowych obszarach:

- przyspieszenie transformacji klimatycznej;
- wzmocnienie europejskiej bazy przemysłowej;
- zwiększenie bezpieczeństwa i odporności łańcuchów dostaw;
- zapobieganie fragmentacji rynku wewnętrznego UE;
- usprawnienie procesów inwestycyjnych;
- integracja celów środowiskowych, społecznych i gospodarczych.

Istotą kryteriów pozacenowych jest odejście od modelu wyboru oferty opartego wyłącznie na kryterium ceny na rzecz podejścia uwzględniającego także czynniki jakościowe. Obejmują one w szczególności zapewnienie odpowiedniego poziomu cyberbezpieczeństwa, zdolności do terminowej realizacji projektów, a także promowanie przedsięwzięć wzmacniających odporność i konkurencyjność przemysłu Unii Europejskiej, m.in. poprzez ograniczanie zależności od dostawców z państw trzecich. Jednocześnie kryteria te służą wspieraniu zrównoważonego rozwoju, w tym wysokich standardów środowiskowych i społecznych.

Do 30 grudnia 2025 r. państwa członkowskie Unii Europejskiej były zobowiązane wdrożyć kryteria pozacenowe do swoich systemów aukcyjnych. Obowiązek ten wynika z przepisów NZIA. Termin nie podlega przedłużeniu ani modyfikacji, a aukcje OZE organizowane od 30 grudnia 2025 r. muszą obligatoryjnie zawierać kryteria pozacenowe.

Przewidziano dwa wyłączenia dotyczące obowiązku stosowania kryteriów niecenowych. Pierwszy z wyjątków ma zastosowanie w sytuacji, gdy uwzględnienie kryteriów niecenowych skutkowałoby poniesieniem przez państwa członkowskie nieproporcjonalnych kosztów. Przez „nieproporcjonalne koszty” NZIA rozumie różnicę kosztów oszac-

Non-price criteria in renewable energy support schemes

General principles for implementing non-price criteria

The introduction of non-price criteria into auction systems for renewable energy is one of the key instruments for achieving the objectives set out in the Net-Zero Industry Act (NZIA), i.e., Regulation (EU) 2024/1735 of June 13, 2024, establishing a framework for measures to strengthen the European ecosystem for the production of carbon-neutral technologies and amending Regulation (EU) 2018/1724, as well as the implementing acts of the NZIA, in particular Commission Implementing Regulation (EU) 2025/1176 of May 23, 2025, laying down prequalification and award criteria for auctions for the deployment of energy from renewable sources (Regulation 2025/1176).

The objectives pursued by the NZIA are multifaceted and can be summarized in several key areas:

- accelerating the climate transition;
- strengthening the European industrial base;
- increasing the security and resilience of supply chains;
- preventing fragmentation of the EU internal market;
- streamlining investment processes;
- integrating environmental, social, and economic objectives.

The essence of non-price criteria is a shift away from a bid selection model based solely on price toward an approach that also takes qualitative factors into account. These include, in particular, ensuring an adequate level of cybersecurity, the ability to complete projects on time, and promoting initiatives that strengthen the resilience and competitiveness of the European Union's industry, including by reducing dependence on suppliers from third countries. At the same time, these criteria serve to support sustainable development, including high environmental and social standards.

By December 30, 2025, European Union member states were required to implement non-price criteria into their auction systems. This obligation stems from the provisions of the NZIA. The deadline is not subject to extension or modification, and RES auctions organized on or after December 30, 2025, must mandatorily include non-price criteria.

Two exemptions from the obligation to apply non-price criteria are provided for. The first exception applies when the inclusion of non-price criteria would result in Member States incurring disproportionate costs. The NZIA defines “disproportionate costs” as a cost difference estimated on

waną na podstawie obiektywnych i sprawdzalnych danych jako przekraczającą 15% na aukcję.

Drugi z wyjątków przewiduje, że konieczność stosowania kryteriów niecenowych odnosi się do co najmniej 30% wolumenu sprzedawanego na aukcji rocznie lub, alternatywnie, do co najmniej 6 GW rocznie (na państwo członkowskie), przy czym można wykluczyć aukcje dla instalacji o maksymalnej wielkości projektu wynoszącej 10 MW.

Zakresem obowiązku stosowania kryteriów pozacenowych są objęte technologie neutralne emisyjnie, które są technologiami energii odnawialnej, w tym lądowa i morska technologia wiatrowa.

NZIA dokonuje podziału kryteriów pozacenowych na dwie grupy w zależności od etapu, na którym powinny one zostać uwzględnione:

- kryteriami obligatoryjnym w kwalifikacji wstępnej do aukcji są: (i) odpowiedzialne prowadzenie działalności gospodarczej, (ii) cyberbezpieczeństwo i bezpieczeństwo danych oraz (iii) zdolność do pełnej i terminowej realizacji projektu;
- kryteriami obligatoryjnymi w kwalifikacji wstępnej lub dla udzielenia zamówienia w aukcji – w zależności od preferencji danego państwa członkowskiego – są kryteria służące ocenie: wkładu aukcji w zrównoważony rozwój i odporność, z zastrzeżeniem, że kryteria wybrane do określenia wkładu w ww. wartości powinny być obiektywne, przejrzyste i niedyskryminacyjne.

W przypadku zastosowania kryteriów z drugiej grupy na etapie udzielenia zamówienia NZIA określa ich wagę – wkład aukcji w zarówno zrównoważoność, jak i odporność powinien wynosić co najmniej 5%, a łącznie od 15 do 30% kryteriów udzielenia zamówienia. Te wartości są minimalne, państwa członkowskie mogą nadać im wyższą wagę.

W kontekście oceny wkładu aukcji w zrównoważony rozwój przyjmuje się, że aukcje powinny przyczyniać się do osiągnięcia co najmniej jednego z poniższych celów:

- zrównoważenie środowiskowe wykraczające poza minimalne wymogi określone w przepisach,
- innowacje poprzez zapewnienie całkowicie nowych rozwiązań lub poprawę porównywalnych najnowocześniejszych rozwiązań,
- integracja systemu energetycznego.

Rozporządzenie 2025/1176, jako akt wykonawczy, doprecyzowuje kryteria wskazane w NZIA i szczegółowo określa wymagania, jakie oferenci winni spełniać w ramach poszczególnych kryteriów pozacenowych.

Państwa członkowskie są uprawnione do stosowania dodatkowych kryteriów pozacenowych wykraczających poza powyższe. Oznacza to, że zakres określony przez NZIA i Rozporządzenie 2025/1176 ma stanowić wyłącznie minimum.

the basis of objective and verifiable data as exceeding 15% per auction.

The second exception provides that the requirement to apply non-price criteria applies to at least 30% of the volume sold at auction annually or, alternatively, to at least 6 GW annually (per Member State), with auctions for installations with a maximum project size of 10 MW being excluded.

The scope of the obligation to apply non-price criteria covers carbon-neutral technologies that are renewable energy technologies, including onshore and offshore wind technology.

The NZIA divides non-price criteria into two groups depending on the stage at which they should be considered:

- mandatory criteria in the pre-qualification for the auction are (i) responsible business conduct, (ii) cybersecurity and data security, and (iii) the ability to fully and timely implement the project;
- mandatory criteria for pre-qualification or for awarding a contract in an auction – depending on the preference of the relevant Member State – are criteria designed to assess: the auction's contribution to sustainability and resilience, provided that the criteria selected to determine the contribution to these values are objective, transparent, and non-discriminatory.

If criteria from the second group are applied at the award stage, the NZIA determines their weighting – the auction's contribution to both sustainability and resilience should be at least 5%, and together they should account for 15 to 30% of the award criteria. These are minimum values; Member States may assign them a higher weighting.

In the context of assessing the contribution of auctions to sustainable development, it is assumed that auctions should contribute to achieving at least one of the following objectives:

- environmental sustainability going beyond the minimum requirements set in the regulations,
- innovation by providing entirely new solutions or improving comparable state-of-the-art solutions,
- energy system integration.

Regulation 2025/1176, as an implementing act, clarifies the criteria set out in the NZIA and specifies in detail the requirements that bidders must meet under each non-price criterion.

Member States are authorized to apply additional non-price criteria beyond those listed above. This means that the scope defined by the NZIA and Regulation 2025/1176 is intended to be only a minimum.

Zastosowanie kryteriów pozacenowych w aukcjach OZE wymaga uchwalenia odpowiednich przepisów krajowych. Na dzień sporządzenia niniejszego raportu w Polsce przepisy te nie zostały jeszcze opublikowane.

The application of non-price criteria in RES auctions requires the adoption of relevant national regulations. As of the date of this report, these regulations have not yet been published in Poland.

Obligatoryjne kryteria prekwalfikacji

Mandatory prequalification criteria

Zgodnie z NZIA, określona grupa kryteriów pozacenowych musi być obligatoryjnie stosowana na etapie wstępnej kwalifikacji¹⁶⁰. W polskim porządku prawnym etap ten odpowiada procedurze prekwalfikacji do aukcji OZE.

According to the NZIA, a specific set of non-price criteria must be mandatorily applied at the pre-qualification stage.¹⁶⁰ In the Polish legal system, this stage corresponds to the pre-qualification procedure for RES auctions.

Do tej kategorii należą:

This category includes:

1. Odpowiedzialne prowadzenie działalności gospodarczej

1. Responsible business conduct

Kryterium to obejmuje obowiązek wykazania, że działalność oferenta spełnia podstawowe standardy należytej staranności w zakresie wpływu na środowisko oraz prawa człowieka. Opiera się ono na uznanych standardach międzynarodowych (m.in. ONZ, OECD) i musi wykraczać poza minimalne wymagania prawa UE.

This criterion includes the obligation to demonstrate that the bidder's activities meet basic due diligence standards regarding environmental impact and human rights. It is based on recognized international standards (including those of the UN and OECD) and must go beyond the minimum requirements of EU law.

2. Cyberbezpieczeństwo i bezpieczeństwo danych

2. Cybersecurity and data security

Oferenci zobowiązani są do wdrożenia odpowiednich środków zarządzania ryzykiem w cyberprzestrzeni, w tym przygotowania planu cyberbezpieczeństwa obejmującego również łańcuch dostaw technologii informacyjno-komunikacyjnych. Kryterium to ma szczególne znaczenie w kontekście ochrony infrastruktury krytycznej.

Bidders are required to implement appropriate cybersecurity risk management measures, including the preparation of a cybersecurity plan that also covers the information and communications technology supply chain. This criterion is of particular importance in the context of critical infrastructure protection.

3. Zdolność do pełnej i terminowej realizacji projektu

3. Capacity to fully and timely execute the project

Kryterium to ma na celu zapewnienie, że oferent dysponuje odpowiednim doświadczeniem, zasobami finansowymi i organizacyjnymi oraz przygotowaniem technicznym umożliwiającym realizację projektu zgodnie z harmonogramem.

This criterion aims to ensure that the bidder has the necessary experience, financial and organizational resources, and technical capabilities to execute the project according to schedule.

Wskazane kryteria pełnią funkcję filtra jakościowego. Eliminują projekty, które nie spełniają minimalnych standardów odpowiedzialnego prowadzenia działalności gospodarczej, bezpieczeństwa i wykonalności. Ich zastosowanie na etapie prekwalfikacji ma zapewnić, że do dalszego etapu aukcji dopuszczone zostaną wyłącznie projekty zdolne do efektywnej realizacji oraz zgodne z podstawowymi celami polityki UE.

These criteria serve as a quality filter. They eliminate projects that do not meet the minimum standards for responsible business conduct, security, and feasibility. Their application during the prequalification stage is intended to ensure that only projects capable of effective implementation and aligned with the fundamental objectives of EU policy are admitted to the next stage of the auction.

¹⁶⁰ Zob. Art. 7 Rozporządzenia 2025/1176.

¹⁶⁰ See Article 7 of Regulation 2025/1176.

Kryteria prekwalfikacji lub udzielenia zamówienia

Drugą kategorię stanowią kryteria pozacenowe, które mogą być stosowane na etapie prekwalfikacji na etapie udzielenia zamówienia (w polskim porządku prawnym jest to chwila wyboru zwycięskiej oferty w aukcji) lub na obu tych etapach. Państwa członkowskie mają w tym zakresie swobodę decyzyjną co do wyboru etapu, na którym kryteria będą stosowane. Co istotne, jeżeli kryteria te zostaną w pełni zastosowane już na etapie prekwalfikacji, nie ma obowiązku ich ponownego stosowania na etapie udzielenia zamówienia.

Do tej kategorii należą kryteria odnoszące się do:

1. Wkładu w odporność

Aby ograniczyć zależność Unii Europejskiej od pojedynczych państw trzecich dostarczających produkty końcowe lub ich komponenty wykorzystywane w technologiach neutralnych emisyjnie oraz wspierać dywersyfikację łańcuchów dostaw, wprowadzono kryterium wkładu w odporność. Ma ono na celu ograniczenie udziału w aukcjach projektów, w których wykorzystywany jest nadmierny udział produktów końcowych lub komponentów pochodzących z państw trzecich, od których Unia pozostaje w znacznym stopniu zależna¹⁶¹.

W odniesieniu do produktów końcowych, gdy Komisja Europejska ustali, że ponad 50% unijnych dostaw pochodzi z jednego państwa trzeciego lub że unijne dostawy tych produktów pochodzących z jednego państwa trzeciego wzrosły średnio o co najmniej 10 punktów procentowych w ciągu dwóch kolejnych lat i stanowią co najmniej 40% unijnych dostaw, to dopuszczone do udziału w aukcji mogą być wyłącznie projekty, w których:

- w przypadku technologii lądowej energetyki wiatrowej – produkty końcowe nie pochodzą z tego państwa trzeciego i nie więcej niż trzy główne konkretne komponenty pochodzą z tego państwa trzeciego. Ponadto układy napędowe z napędem bezpośrednim (w tym generatory) lub przekładniowe układy napędowe (w tym generatory) nie pochodzą z tego państwa trzeciego;
- w przypadku technologii morskiej energetyki wiatrowej – produkty końcowe nie pochodzą z tego państwa trzeciego i nie więcej niż cztery główne konkretne komponenty pochodzą z tego państwa trzeciego. Ponadto układy napędowe z napędem bezpośrednim (w tym generatory) lub przekładniowe układy napędowe (w tym generatory) nie pochodzą z tego państwa trzeciego;

Powyższe wymogi ulegają złagodzeniu w przypadku, gdy Komisja Europejska ustali także, że ponad 85% unijnych dostaw co najmniej jednego głównego konkretnego komponentu pochodzi z jednego państwa trzeciego. W takim przypadku do udziału w aukcji dopuszczone mogą być projekty, w których ilość tego komponentu nie przekracza 85%.

¹⁶¹ Motyw 13 Rozporządzenia 2025/1176.

Prequalification or award criteria

The second category consists of non-price criteria, which may be applied at the prequalification stage, at the contract award stage (in the Polish legal system, this is the moment of selecting the winning bid in the auction), or at both of these stages. Member States have discretion in this regard as to the stage at which the criteria will be applied. Importantly, if these criteria are fully applied already at the prequalification stage, there is no obligation to apply them again at the contract award stage.

This category includes criteria relating to:

1. Contribution to resilience

To reduce the European Union's dependence on individual third countries supplying end products or their components used in carbon-neutral technologies and to support the diversification of supply chains, a criterion for contribution to resilience has been introduced. It aims to limit the participation in tenders of projects that rely excessively on final products or components originating from third countries on which the Union remains significantly dependent.¹⁶¹

With regard to end products, where the European Commission determines that more than 50% of EU supplies originate from a single third country, or that EU supplies of such products originating from a single third country have increased by an average of at least 10 percentage points over two consecutive years and account for at least 40% of EU supplies, only projects in which the following conditions are met may be admitted to the auction:

- in the case of onshore wind energy technology – the end products do not originate from that third country and no more than three major specific components originate from that third country. Furthermore, direct-drive power trains (including generators) or geared power-trains (including generators) do not originate from that third country;
- in the case of offshore wind energy technology – the final products do not originate from that third country and no more than four major specific components originate from that third country. Furthermore, direct-drive power trains (including generators) or geared power trains (including generators) do not originate from that third country.

The above requirements are relaxed if the European Commission also determines that more than 85% of EU supplies of at least one major specific component originate from a single third country. In such a case, projects in which the quantity of that component does not exceed 85% may be admitted to the auction.

¹⁶¹ Recital 13 of Regulation 2025/1176.

Z kolei w odniesieniu do głównych komponentów, gdy Komisja Europejska ustali, że ponad 50% unijnych dostaw co najmniej jednego głównego konkretnego komponentu pochodzi z jednego państwa trzeciego lub że unijne dostawy tego komponentu pochodzącego z jednego państwa trzeciego wzrosły średnio o co najmniej 10 punktów procentowych w ciągu dwóch kolejnych lat i odpowiadają za co najmniej 40% unijnych dostaw, do udziału w aukcji dopuszcza się wyłącznie projekty, w których ilość tych komponentów nie przekracza 50%.

Wymóg ten może być złagodzony, gdy udział unijnych dostaw głównych komponentów pochodzących z jednego państwa trzeciego przekracza 85%. W takim wypadku państwa członkowskie mogą podnieść limit maksymalnej ilości tych komponentów z 50% do 85%.

Ponadto w motywach Rozporządzenia 2025/1176 stwierdzono, że istnieje znaczne ryzyko zwiększenia zależności od przywozu technologii neutralnych emisyjnie z Chińskiej Republiki Ludowej, co może stwarzać zagrożenie dla bezpieczeństwa dostaw w Unii Europejskiej¹⁶². Powyższe wynika z obecnych i prognozowanych globalnych tendencji w zakresie unijnej podaży i popytu w odniesieniu do tych technologii oraz z faktu, że zdolności produkcyjne Chińskiej Republiki Ludowej przekraczają 50% światowej produkcji, a jej prognozowana wielkość znacznie przekracza cele i przewidywany popyt na szczeblu krajowym.

W Rozporządzeniu 2025/1176 ustalono zatem – w odniesieniu do lądowej oraz morskiej energetyki wiatrowej i elektrolizerów – że do udziału w aukcji dopuszczane mogą być wyłącznie projekty, w przypadku których co najmniej 75% produktów końcowych objętych ofertą:

- w przypadku technologii lądowej energetyki wiatrowej – nie pochodzi z Chińskiej Republiki Ludowej lub nie są w niej montowane i nie więcej niż trzy główne konkretne komponenty pochodzą z Chińskiej Republiki Ludowej lub są w niej montowane. Dodatkowo układy napędowe z napędem bezpośrednim (w tym generatory) lub przekładniowe układy napędowe (w tym generatory) nie pochodzą z Chińskiej Republiki Ludowej lub nie są w niej montowane;
- w przypadku technologii morskiej energetyki wiatrowej – produkty końcowe nie pochodzą z Chińskiej Republiki Ludowej lub nie są w niej montowane i nie więcej niż cztery główne konkretne komponenty pochodzą z Chińskiej Republiki Ludowej lub są w niej montowane. Dodatkowo układy napędowe z napędem bezpośrednim (w tym generatory) lub przekładniowe układy napędowe (w tym generatory) nie pochodzą z Chińskiej Republiki Ludowej lub nie są w niej montowane.

Wymóg ten jest stosowany wyłącznie, jeżeli Komisja Europejska nie dokona ustaleń – w odniesieniu do tych produktów końcowych – że 50% unijnych dostaw lub więcej niż 40% dostaw, które w ciągu dwóch kolejnych lat wzrosły

In turn, with regard to major components, if the European Commission determines that more than 50% of EU supplies of at least one specific major component originate from a single third country, or that EU supplies of that component originating from a single third country have increased by an average of at least 10 percentage points over two consecutive years and account for at least 40% of EU supplies, only projects in which the quantity of these components does not exceed 50% shall be eligible to participate in the auction.

This requirement may be relaxed if the share of EU supplies of major components originating from a single third country exceeds 85%. In such a case, Member States may raise the limit on the maximum quantity of these components from 50% to 85%.

Furthermore, the recitals of Regulation 2025/1176 state that there is a significant risk of increased dependence on imports of carbon-neutral technologies from the People's Republic of China, which may pose a threat to the security of supply in the European Union.¹⁶² This is based on current and projected global trends in EU supply and demand for these technologies, as well as the fact that the People's Republic of China's production capacity exceeds 50% of global production, and its projected volume significantly exceeds national targets and anticipated demand.

Regulation 2025/1176 therefore stipulates – with regard to onshore and offshore wind energy and electrolyzers – that only projects may be admitted to the auction where at least 75% of the final products covered by the bid:

- in the case of onshore wind energy technology – do not originate in the People's Republic of China or are not assembled there, and no more than three major specific components originate in the People's Republic of China or are assembled there. Additionally, direct-drive power trains (including generators) or geared power trains (including generators) do not originate from the People's Republic of China or are not assembled there;
- for offshore wind energy technology – the end products do not originate in the People's Republic of China or are not assembled there, and no more than four major specific components originate in the People's Republic of China or are assembled there. Additionally, direct-drive power trains (including generators) or geared power trains (including generators) do not originate in the People's Republic of China or are not assembled there.

This requirement applies only if the European Commission has not determined – with respect to these end products – that 50% of EU supplies or more than 40% of supplies, which have increased by an average of at least 10 percentage

¹⁶² Zob. motyw 16 oraz art. 8–13 Rozporządzenia 2025/1176.

¹⁶² See Recital 16 and Articles 8–13 of Regulation 2025/1176.

średnio o co najmniej 10 punktów procentowych, pochodzi z jednego państwa trzeciego.

2. Wkładu w zrównoważony rozwój

Kryterium to ma charakter ramowy i może zostać spełnione poprzez realizację jednego z wybranych celów wskazanych w NZIA, tj.:

- zapewnienia wyższego poziomu zrównoważenia środowiskowego wykraczającego poza minimalne wymogi prawne,
- wprowadzenia innowacyjnych rozwiązań technologicznych lub istotne ulepszenie istniejących rozwiązań,
- zwiększenia integracji systemu energetycznego.

Państwa członkowskie mają swobodę wyboru jednego lub kilku z powyższych celów w zależności od priorytetów krajowej polityki energetycznej. Rozporządzenie 2025/1176 określa kryteria szczegółowe, które należy implementować w aukcjach, aby zrealizować wybrane cele.

Ponadto w ramach realizacji celu zrównoważenia środowiskowego państwa członkowskie mogą wybrać przynajmniej jedno z następujących kryteriów szczegółowych¹⁶³:

- pomiar i ocena śladu węglowego projektu;
- wkład projektu w rozwój gospodarki o obiegu zamkniętym, w szczególności poprzez zapewnienie możliwości recyklingu, naprawy, konserwacji, modernizacji, ponownego użycia, przerobu lub odnowienia produktów, a także wykorzystania materiałów pochodzących z recyklingu, w tym surowców krytycznych;
- wpływ projektu na różnorodność biologiczną obejmującą zachowanie gatunków, ekosystemów i ich zdolności reprodukcyjnych;
- efektywność energetyczna projektu;
- zrównoważona gospodarka wodna, w tym ograniczanie degradacji i zanieczyszczenia zasobów wodnych oraz powiązanych ekosystemów;
- ograniczenie zanieczyszczenia powietrza, wody i gleby.

Doświadczenia państw EU w implementacji NZIA w zakresie stosowania innych kryteriów poza ceną w aukcjach

Na moment sporządzania niniejszego raportu wdrażanie kryteriów pozacenowych określonych w NZIA znajduje się w większości państw członkowskich na etapie przygotowawczym. WindEurope spodziewa się zastosowania kryteriów pozacenowych podczas tegorocznych aukcji dla offshore wind w Holandii (2 GW), Belgii (700 MW)

¹⁶³ FTE-lat (ang. *Full-Time Equivalent year*) oznacza ilość pracy równą zatrudnieniu jednej osoby na pełny etat przez okres jednego roku. Wskaźnik ten służy do opisu łącznego nakładu pracy i nie odpowiada bezpośrednio liczbie faktycznie zatrudnionych osób. Podane wartości FTE-lat nie oznaczają więc liczby stałych miejsc pracy, lecz łączny wolumen pracy generowany w całym okresie realizacji i eksploatacji projektów. Przykładowo, jeden pełny etat utrzymywany przez dwa lata odpowiada dwóm FTE-latom.

points over two consecutive years, originate from a single third country.

2. Contribution to sustainable development

This criterion is of a framework nature and may be met by achieving one of the selected objectives identified in the NZIA, namely:

- ensuring a higher level of environmental sustainability that goes beyond minimum legal requirements,
- introducing innovative technological solutions or significantly improving existing solutions,
- increasing the integration of the energy system.

Member States are free to choose one or more of the above objectives depending on the priorities of their national energy policy. Regulation 2025/1176 sets out the specific criteria that must be implemented in auctions to achieve the selected objectives.

Furthermore, as part of the implementation of the environmental sustainability objective, Member States may select at least one of the following specific criteria:¹⁶³

- measurement and assessment of the project's carbon footprint;
- the project's contribution to the development of a circular economy, in particular by ensuring the recyclability, repair, maintenance, retrofitting, reuse, reprocessing, or refurbishment of products, as well as the use of recycled materials, including critical raw materials;
- the project's impact on biodiversity, including the conservation of species, ecosystems, and their reproductive capacity;
- the project's energy efficiency;
- sustainable water management, including the reduction of degradation and pollution of water resources and related ecosystems;
- reduction of air, water, and soil pollution.

EU Member States' experiences in implementing the NZIA regarding the use of non-price criteria in auctions

At the time of writing this report, the implementation of non-price criteria specified in the NZIA is in the preparatory stage in most member states. WindEurope expects non-price criteria to be applied during this year's offshore wind auctions in the Netherlands (2 GW),

¹⁶³ FTE-years (Full-Time Equivalent year) refers to the amount of work equivalent to the employment of one full-time person for a period of one year. This indicator is used to describe the total work input and does not directly correspond to the number of people actually employed. The FTE-years figures provided therefore do not represent the number of permanent jobs, but rather the total volume of work generated throughout the entire project implementation and operation period. For example, one full-time position maintained for two years corresponds to two FTE-years.

i Francji (10 GW). Wszystkie te kraje stosują procedurę jednoetapową, przyznając jednocześnie koncesję na użytkowanie dna morskiego oraz wsparcie w formie kontraktu CfD. Dania również przeprowadzi aukcję (1,8 GW), ale nie będzie ona zgodna z zasadami NZIA, ponieważ została ogłoszona przed wejściem w życie NZIA i została opóźniona. Poza UE Wielka Brytania przeprowadzi w tym roku kolejną dużą aukcję. Będzie ona jednak oparta na innym zestawie kryteriów i zachętach dotyczących łańcucha dostaw, nieco podobnych do niektórych wymogów NZIA.

Pozostałe kraje UE pracują nad regulacjami wdrażającymi NZIA. Poniżej opisano działania implementacyjne podejmowane w Irlandii.

Irlandia

Irlandia jest jednym z pierwszych państw członkowskich, które przedstawiły szczegółowe założenia implementacji kryteriów pozacenowych w ramach krajowego systemu aukcyjnego RESS (*Renewable Electricity Support Scheme*). Dokument rządowy „Initial Decision and Consultation Response Notice” określa docelowy model wdrożenia kryteriów pozacenowych oraz sposób ich integracji z istniejącą architekturą aukcji. Irlandzki rząd zastrzega jednak możliwość dalszej modyfikacji założeń.

Kluczową decyzją irlandzkiego regulatora jest objęcie kryteriami pozacenowymi 100% wolumenu aukcji od rundy RESS 6, bez okresu przejściowego. Rozwiązanie to ma zapewnić przewidywalność regulacyjną oraz jednolite traktowanie wszystkich uczestników aukcji.

W zakresie struktury kryteriów pozacenowych przyjęto model zgodny z NZIA, oparty na rozróżnieniu pomiędzy etapem prekwalifikacji a oceną ofert:

- na etapie prekwalifikacji stosowane będą wyłącznie trzy kryteria obligatoryjne: odpowiedzialne prowadzenie działalności gospodarczej, cyberbezpieczeństwo i bezpieczeństwo danych oraz zdolność do realizacji projektu;
- kryteria wkładu w odporność i zrównoważoność będą stosowane jako kryteria oceny ofert, a nie warunki dopuszczenia do aukcji. W ramach wkładu w zrównoważoność Irlandia zdecydowała się na realizację wyłącznie celu integracji systemu energetycznego.

W odniesieniu do sposobu wykazywania spełnienia poszczególnych kryteriów przyjęto podejście oparte na oświadczeniu oferenta na etapie prekwalifikacji do aukcji oraz weryfikacji na etapie realizacji projektu.

W przypadku kryterium odpowiedzialnego prowadzenia działalności gospodarczej podstawą oceny mają być istniejące ramy raportowania w zakresie zrównoważonego rozwoju, w szczególności wynikające z Dyrektywy Parlamentu

Belgium (700 MW), and France (10 GW). All of these countries use a single-stage procedure, simultaneously awarding a seabed use concession and support in the form of a CfD contract. Denmark will also hold an auction (1.8 GW), but it will not comply with NZIA rules because it was announced before the NZIA came into force and has been delayed. Outside the EU, the United Kingdom will hold another major auction this year. However, it will be based on a different set of criteria and supply chain incentives, somewhat similar to certain NZIA requirements.

Other EU countries are working on regulations to implement the NZIA. The implementation measures being taken in Ireland are described below.

Ireland

Ireland is one of the first Member States to present detailed plans for implementing non-price criteria within its national RESS (Renewable Electricity Support Scheme) auction system. The government document “Initial Decision and Consultation Response Notice” outlines the target model for implementing non-price criteria and how they will be integrated into the existing auction architecture. However, the Irish government reserves the right to further modify these plans.

A key decision by the Irish regulator is to apply non-price criteria to 100% of the auction volume starting with RESS Round 6, without a transition period. This solution is intended to ensure regulatory predictability and uniform treatment of all auction participants.

Regarding the structure of non-price criteria, a model consistent with the NZIA has been adopted, based on a distinction between the pre-qualification stage and the bid evaluation:

- at the pre-qualification stage, only three mandatory criteria will apply: responsible business conduct, cybersecurity and data security, and project implementation capacity;
- criteria related to contributions to resilience and sustainability will be applied as bid evaluation criteria, not as conditions for admission to the auction. Regarding contributions to sustainability, Ireland has decided to pursue only the objective of energy system integration.

Regarding the method of demonstrating compliance with individual criteria, an approach based on the bidder's declaration during the pre-qualification stage for the auction and verification during the project implementation stage has been adopted.

For the criterion of responsible business conduct, the assessment is to be based on existing sustainability reporting frameworks, in particular those resulting from Directive (EU) 2024/1760 of the European Parliament and of

Europejskiego i Rady (UE) 2024/1760 z 13 czerwca 2024 r. w sprawie należytej staranności przedsiębiorstw w zakresie zrównoważonego rozwoju oraz zmieniająca dyrektywę (UE) 2019/1937 i rozporządzenie (UE) 2023/2859. Dla podmiotów nieobjętych tym reżimem przewidziano zastosowanie jednego z powszechnie uznanych standardów raportowania, przy czym wyraźnie podkreślono dążenie do ograniczenia obciążeń administracyjnych przy jednoczesnym zachowaniu odpowiedniego poziomu wymogów w zakresie należytej staranności.

Analogiczne podejście przyjęto w odniesieniu do kryterium cyberbezpieczeństwa, gdzie obok oświadczeniu oferenta przewidziano docelowe wykorzystanie certyfikacji określonej w Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2022/2555 z 14 grudnia 2022 r. w sprawie środków na rzecz wysokiego wspólnego poziomu cyberbezpieczeństwa na terytorium Unii, zmieniająca rozporządzenie (UE) nr 910/2014 i dyrektywę (UE) 2018/1972 oraz uchylająca dyrektywę (UE) 2016/1148 jako preferowanego środka dowodowego. Jednocześnie dopuszczono możliwość stosowania równoważnych standardów i certyfikatów.

W przypadku kryterium zdolności do realizacji projektu Irlandia zdecydowała się na utrzymanie dotychczasowych wymogów funkcjonujących w systemie RESS obejmujących w szczególności obowiązek posiadania pozwolenia planistycznego, warunków przyłączenia do sieci oraz złożenia zabezpieczenia finansowego. Oznacza to, że implementacja NZIA w tym zakresie nie zmienia istniejących mechanizmów.

Dodatkowo doprecyzowano sposób stosowania ograniczeń w zakresie kontroli operacyjnej oraz dostawców technologii informacyjno-komunikacyjnych. W szczególności wskazano, że ograniczenia dotyczące transferu danych będą stosowane wyłącznie w odniesieniu do oferentów zlokalizowanych w państwach trzecich uznanych za państwa wysokiego ryzyka lub korzystających z dostawców technologii zlokalizowanych w takich państwach.

Decyzja o zastosowaniu kryterium odporności jako kryterium udzielenia zamówienia została uzasadniona potrzebą uniknięcia ograniczenia konkurencji oraz umożliwienia stopniowej adaptacji łańcuchów dostaw przez uczestników rynku.

Uzupełnieniem tego podejścia jest wprowadzenie kryterium integracji systemu energetycznego jako drugiego ocenianego na etapie udzielenia zamówienia. Jego zastosowanie uzasadniono przede wszystkim rolą projektów hybrydowych w stabilizowaniu pracy systemu elektroenergetycznego.

W zakresie implementacji kryterium wkładu w odporność Irlandia zdecydowała się na wprowadzenie progu 100% zgodności dla poszczególnych głównych komponentów. Oznacza to, że uzyskanie punktów za dany komponent jest możliwe wyłącznie w przypadku, gdy wszystkie elementy tego typu wykorzystane w projekcie pochodzą spoza

the Council (EU) 2024/1760 of June 13, 2024, on corporate due diligence regarding sustainability and amending Directive (EU) 2019/1937 and Regulation (EU) 2023/2859. For entities not covered by this regime, the use of one of the widely recognized reporting standards is provided for, with a clear emphasis on the aim of reducing administrative burdens while maintaining an appropriate level of due diligence requirements.

A similar approach was adopted with regard to the cybersecurity criterion, where, in addition to the bidder's declaration, the intended use of the certification specified in Directive (EU) 2022/2555 of the European Parliament and of the Council of 14 December 2022 on measures for a high common level of cybersecurity within the Union, amending Regulation (EU) No 910/2014 and Directive (EU) 2018/1972 and repealing Directive (EU) 2016/1148, is provided for as the preferred means of proof. At the same time, the possibility of using equivalent standards and certificates has been permitted.

Regarding the criterion of project feasibility, Ireland has decided to maintain the existing requirements under the RESS system, including, in particular, the obligation to hold a planning permit, meet grid connection conditions, and provide a financial guarantee. This means that the implementation of the NZIA in this regard does not alter existing mechanisms.

Additionally, the manner of applying restrictions regarding operational control and information and communication technology (ICT) suppliers has been clarified. In particular, it was specified that restrictions on data transfer will apply exclusively to bidders located in third countries deemed high-risk or using technology suppliers located in such countries.

The decision to use the resilience criterion as a criterion for awarding contracts was justified by the need to avoid restricting competition and to enable market participants to gradually adapt their supply chains.

This approach is complemented by the introduction of the energy system integration criterion as the second criterion evaluated at the contract award stage. Its application was justified primarily by the role of hybrid projects in stabilizing the operation of the power system.

Regarding the implementation of the criterion of contribution to resilience, Ireland has decided to introduce a 100% compliance threshold for individual major components. This means that points for a given component can only be awarded if all components of that type used in the project originate from outside third countries identified as sources

państw trzecich wskazanych jako źródło nadmiernej zależności. W konsekwencji zastosowanie mieszanych łańcuchów dostaw (tj. równoczesne wykorzystanie komponentów z UE i z państw trzecich objętych ograniczeniami) wyklucza możliwość uzyskania punktów w danej kategorii. Irlandzki regulator uzasadnił wybór modelu zero-jedynkowego potrzebą uproszczenia weryfikacji oraz ograniczenia ryzyka spekulacyjnego składania ofert.

Weryfikacja spełnienia kryterium odporności ma być oparta na oświadczeniu oferenta na etapie aukcji oraz weryfikacji na etapie realizacji projektu. Jednocześnie zapowiedziano publikację katalogu przykładowych dokumentów potwierdzających spełnienie wymogów, co ma zwiększyć przejrzystość i ujednolicić praktykę rynkową.

W ramach implementacji kryterium zrównoważonego rozwoju Irlandia zdecydowała się na przyjęcie wyłącznie celu integracji systemu energetycznego. Kryterium to ma na celu promowanie projektów przyczyniających się do bardziej efektywnego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w szczególności poprzez rozwój rozwiązań hybrydowych oraz integrację źródeł odnawialnych z magazynowaniem energii.

W zakresie punktacji tego kryterium wskazano na potrzebę uwzględnienia parametrów takich jak czas trwania świadczenia usług (np. magazynowanie energii o dłuższym horyzoncie czasowym) oraz skala projektu, co ma lepiej odzwierciedlać rzeczywisty wkład instalacji w stabilność systemu. Jednocześnie regulator sygnalizuje, że kluczową rolę w ramach tego kryterium będą odgrywać projekty wykorzystujące magazyny energii jako najbardziej efektywny mechanizm zwiększania elastyczności systemu.

Podobnie jak w przypadku innych kryteriów pozacenowych, weryfikacja spełnienia kryterium zrównoważoności opierać się będzie na modelu oświadczenia oferenta na etapie aukcji oraz weryfikacji stosownych dokumentów na etapie realizacji projektu. Szczegółowe wymogi dowodowe zostaną doprecyzowane w kolejnych etapach implementacji NZIA.

Irlandia nie zdecydowała się na zaproponowanie dodatkowych kryteriów pozacenowych wykraczających poza te określone w NZIA.

W odniesieniu do konstrukcji aukcji przewidziano:

- utrzymanie dominującej roli kryterium ceny (70–85% całkowitej oceny),
- ograniczoną, lecz istotną wagę kryteriów pozacenowych, w tym:
 - 5% dla kryterium odporności,
 - 10–25% dla kryterium integracji systemu energetycznego.

of excessive dependence. Consequently, the use of mixed supply chains (i.e., the simultaneous use of components from the EU and from third countries subject to restrictions) precludes the possibility of earning points in a given category. The Irish regulator justified the choice of a binary model by the need to simplify verification and limit the risk of speculative bidding.

Verification of compliance with the resilience criterion is to be based on the bidder's declaration at the auction stage and verification during the project implementation phase. At the same time, the publication of a catalog of sample documents confirming compliance with the requirements was announced, which is intended to increase transparency and standardize market practices.

As part of the implementation of the sustainability criterion, Ireland has decided to adopt only the objective of energy system integration. This criterion aims to promote projects that contribute to the more efficient operation of the power system, in particular through the development of hybrid solutions and the integration of renewable sources with energy storage.

Regarding the scoring of this criterion, the need to consider parameters such as the duration of service provision (e.g., long-term energy storage) and the scale of the project was highlighted, which is intended to better reflect the actual contribution of the installation to system stability. At the same time, the regulator indicates that projects utilizing energy storage as the most effective mechanism for increasing system flexibility will play a key role under this criterion.

As with other non-price criteria, verification of compliance with the sustainability criterion will be based on a model of the bidder's declaration at the auction stage and verification of relevant documents during the project implementation phase. Detailed evidentiary requirements will be clarified in subsequent stages of the NZIA's implementation.

Ireland has not decided to propose additional non-price criteria beyond those specified in the NZIA.

With regard to the auction structure, the following is envisaged:

- maintaining the dominant role of the price criterion (70–85% of the total score),
- a limited but significant weight for non-price criteria, including:
 - 5% for the resilience criterion,
 - 10–25% for the energy system integration criterion.

Ostateczne ustalenie proporcji nastąpi przed kolejną aukcją, z uwzględnieniem szerszych uwarunkowań politycznych, ekonomicznych i technologicznych, w szczególności dotyczących projektów hybrydowych.

Dodatkowo Irlandia planuje wprowadzenie aukcji z podziałem na koszyki technologiczne (multi-pot), w szczególności dla energetyki wiatrowej onshore i PV, co ma umożliwić bardziej precyzyjne stosowanie kryteriów pozacenowych oraz uniknięcie dominacji jednej technologii w wynikach aukcji.

3 Local content jako instrument polityki przemysłowej

Definicja „krajowości” podmiotu wg MAP i zakładane kolejne kroki

W przeszłości polskie przedsiębiorstwa miały ograniczony dostęp do dużych projektów energetycznych i przemysłowych, głównie z powodu niewystarczającej skali działalności i referencji, braku międzynarodowych certyfikatów oraz ograniczonego doświadczenia w zarządzaniu projektami zgodnie z globalnymi standardami. W rezultacie pierwsza faza rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce opierała się w dużej mierze na zagranicznych dostawcach usług inżynierskich i technologicznych. W lądowej energetyce wiatrowej niesprzyjające regulacje prawne (10H) doprowadziły zaś do luki inwestycyjnej, co wymusiło przenikanie podwykonawców do innych branż celem utrzymania się na rynku.

Obecna polityka państwa ma na celu odwrócenie tej tendencji poprzez eliminację barier strukturalnych, finansowych, proceduralnych i regulacyjnych, które dotychczas ograniczały udział polskich dostawców. W celu wdrożenia tego podejścia, w ramach Ministerstwa Aktywów Państwowych, powołano międzyresortowy Zespół do spraw Udziału Komponentu Krajowego w Kluczowych Procesach Inwestycyjnych, który rozpoczął prace jesienią 2025 r. Do zadań zespołu należało opracowanie definicji „komponentu krajowego” i ustalenie spójnej metodyki pomiaru jego udziału w inwestycjach strategicznych, przegląd przepisów dotyczących ochrony interesów bezpieczeństwa narodowego i zbadanie możliwości regulacyjnych wspierających udział krajowych dostawców w sektorach niezwiązanych z obronnością, porównanie najlepszych praktyk międzynarodowych z krajów europejskich w celu zidentyfikowania zgodnych z prawem mechanizmów, które wzmacniają udział przemysłu krajowego, pozostając jednocześnie zgodnymi z zasadami rynku wewnętrznego UE, przygotowanie zestawu dobrych praktyk i wytycznych operacyjnych dla przedsiębiorstw państwowych dotyczących sposobu włączania dostawców krajowych do ich strategii biznesowych oraz monitorowania i raportowania ich wdrażania, oraz wreszcie opracowanie pilotażowej inicjatywy mającej na celu zastosowanie ram dotyczących udziału komponentu krajowego w sektorze energii odna-

The final proportions will be determined prior to the next auction, considering broader political, economic, and technological conditions, particularly regarding hybrid projects.

Additionally, Ireland plans to introduce auctions divided into technology baskets (multi-pot), particularly for onshore wind and PV, which is intended to enable a more precise application of non-price criteria and avoid the dominance of a single technology in auction results.

Local content as an industrial policy instrument

Definition of an entity's "nationality" according to the MAP and planned next steps

In the past, Polish companies had limited access to large-scale energy and industrial projects, mainly due to insufficient operational scale and track record, a lack of international certifications, and limited experience in managing projects in accordance with global standards. As a result, the first phase of offshore wind energy development in Poland relied heavily on foreign providers of engineering and technology services. In onshore wind energy, unfavorable legal regulations (10H) led to an investment gap, forcing subcontractors to move into other industries to remain in the market.

Current government policy aims to reverse this trend by eliminating the structural, financial, procedural, and regulatory barriers that have hitherto limited the participation of Polish suppliers. To implement this approach, an inter-ministerial Task Force on the Domestic Component's Share in Key Investment Processes was established within the Ministry of State Assets, which began its work in the fall of 2025. The task force's responsibilities included developing a definition of the "domestic component" and establishing a consistent methodology for measuring its share in strategic investments, reviewing regulations concerning the protection of national security interests and examining regulatory options that support the participation of domestic suppliers in non-defense sectors, comparing international best practices from European countries to identify lawful mechanisms that strengthen the participation of domestic industry while remaining consistent with the principles of the EU internal market; preparing a set of best practices and operational guidelines for state-owned enterprises on how to integrate domestic suppliers into their business strategies and monitor and report on their implementation; and finally, developing a pilot initiative aimed at applying a framework for domestic content in the renewable energy sector – most likely in offshore and/or onshore wind energy – as a test case prior to broader implementation.

wialnej – najprawdopodobniej w morskiej i/lub lądowej energetyce wiatrowej – jako przypadku testowego przed szerszym wdrożeniem.

Na skutek nowej polityki rządu w ramach przygotowań do realizacji tzw. drugiej fazy projektów MFW w Polsce obserwuje się istotną zmianę w postrzeganiu oczekiwanego udziału krajowych dostawców zarówno z perspektywy deweloperów, jak i władz publicznych. Wielu deweloperów MEW w Polsce rozszerzyło w ostatnim czasie swoje zespoły zakupowe, wprowadzając wyspecjalizowanych menedżerów ds. local content, odpowiedzialnych za wspieranie rozwoju krajowych zdolności produkcyjnych i usługowych. Narracja ta coraz częściej eksponowana jest również przez spółki Skarbu Państwa – inwestorów w lądowe farmy wiatrowe. Wobec tego wydaje się, że polskie projekty będą konstruktywnie reagować na zmieniające się priorytety polityczne UE i Polski, dostosowując swoje strategie zamówień i partnerstwa do szerszych celów Europejskiego Zielonego Ładu i NZIA.

Nie oznacza to jednak sztywnych zobowiązań dotyczących local content, które nie padły w żadnych zapowiedziach ze strony decydentów politycznych, ale raczej oparte na współpracy, rynkowe podejście zachęcające do integracji, innowacji i wzmacniania odporności łańcucha dostaw w całej Europie. Dzięki ścisłej współpracy z krajowymi dostawcami oraz międzynarodowymi partnerami deweloperzy mogą przyczynić się do tego, aby rozwój MEW w Polsce generował trwałą wartość nie tylko w skali krajowej, ale i w szerszym europejskim ekosystemie przemysłowym.

Pewne jest, że nowy model zakłada odejście od dyktatu najniższej ceny na rzecz oceny całkowitej wartości gospodarczej, przemysłowej i społecznej generowanej przez zamówienie. Kluczowe znaczenie mają w tym zakresie tzw. kryteria pozacenowe, stosowane już w praktyce przez państwa zachodnie. Mogą one obejmować ślad węglowy transportu, skracanie łańcuchów dostaw, lokalne zaplecze serwisowe, lokalne zatrudnienie, wpływ na społeczności, koszty cyklu życia produktu oraz zdolność wykonawcy do utrzymania infrastruktury w długim okresie. Takie podejście nie narusza zasad konkurencyjności UE, a jednocześnie pozwala uwzględniać realne korzyści gospodarcze i systemowe wynikające z udziału krajowego przemysłu. Dotychczas w Polsce nie tylko nie artykułowaliśmy w tak jednoznaczny sposób potrzeby zwiększenia wagi w postępowaniach kryteriów pozacenowych, ale też brakowało prawnej definicji local content, co powodowało, że wiele środowisk interpretowało ten termin inaczej.

Fundamentem nowego programu rządu jest zaoferowanie rynkowi precyzyjnej, uniwersalnej dla całej gospodarki, definicji komponentu krajowego. Dokument „Dobre praktyki w zakresie zwiększania przez spółki z udziałem Skarbu Państwa udziału komponentu krajowego w kluczowych procesach inwestycyjnych”, opublikowany przez MAP 11 kwietnia 2026 r., wskazuje model oceny „krajowości” dostawcy w skali od 0 do 100% i uwzględnia m.in. lokalizację

As a result of the government's new policy in preparation for the implementation of the so-called second phase of OWF projects in Poland, a significant shift is observed in the perception of the expected participation of domestic suppliers from the perspective of both developers and public authorities. Many onshore wind farm developers in Poland have recently expanded their procurement teams by introducing specialized local content managers responsible for supporting the development of domestic manufacturing and service capabilities. This narrative is also increasingly being highlighted by state-owned companies – investors in onshore wind farms. Consequently, it appears that Polish projects will respond constructively to the changing political priorities of the EU and Poland, aligning their procurement and partnership strategies with the broader goals of the European Green Deal and the NZIA.

This does not, however, imply rigid local content requirements – which have not been mentioned in any announcements by policymakers – but rather a collaborative, market-based approach that encourages integration, innovation, and the strengthening of supply chain resilience across Europe. Through close collaboration with domestic suppliers and international partners, developers can help ensure that the development of MEW in Poland generates lasting value not only on a national scale but also within the broader European industrial ecosystem.

It is certain that the new model involves a shift away from the lowest-price dictate toward an assessment of the total economic, industrial, and social value generated by a contract. In this regard, so-called non-price criteria, already applied in practice by Western countries, are of key importance. These may include the carbon footprint of transportation, shortening supply chains, local service infrastructure, local employment, impact on communities, product life-cycle costs, and the contractor's ability to maintain infrastructure over the long term. This approach does not violate EU competition rules, while allowing for the consideration of real economic and systemic benefits resulting from the participation of domestic industry. Until now, not only have we failed to articulate so clearly the need to increase the weight of non-price criteria in procurement procedures, but there has also been a lack of a legal definition of "local content," which led many circles to interpret the term differently.

The foundation of the government's new program is to provide the market with a precise definition of the domestic content component that is universal across the entire economy. The document "Best Practices for State-Owned Companies to Increase the Domestic Content Component in Key Investment Processes," published by the Ministry of State Treasury (MAP) on April 11, 2026, outlines a model for assessing a supplier's "domesticity" on a scale from 0 to

jednostki dominującej, miejsce prowadzenia głównej działalności, rezydencję podatkową, strukturę zatrudnienia, długość obecności w Polsce oraz udział krajowych obrotów.

Wagi procentowe kryteriów „krajowości” podmiotu określone są następująco:

- waga 25% – kryterium dot. jednostki dominującej najwyższego szczebla mającej siedzibę w Polsce,
- waga 25% – kryterium dla głównego przedmiotu działalności wykonywanego na terytorium Polski,
- waga 15% – kryterium dla rezydencji podatkowej w Polsce,
- waga 15% – kryterium dotyczące zatrudniania ponad 50% pracowników będących obywatelami RP lub mieszkańcami Polski płacącymi w Polsce podatki i składki ZUS,
- waga 10% – kryterium dotyczące siedziby w Polsce (KRS/CEIDG) i nieprzerwanej działalności przez ≥ 3 lata,
- waga 10% – kryterium dla ponad 50% rocznych obrotów generowanych w Polsce.

Dzięki nowej definicji local content przestaje być pojęciem deklaratorywnym, a staje się mierzalnym wskaźnikiem, który może być raportowany, porównywany i włączany do systemu zarządzania inwestycjami. Szczególnie ważne dla energetyki wiatrowej będą narzędzia stosowane już na etapie planowania inwestycji. Zgodnie z wytycznymi z Kodeksu Dobrych Praktyk spółki powinny przygotowywać strategię zakupową dla poszczególnych kategorii, prowadzić analizy potrzeb, wcześniej publikować plany zamówień, organizować dialog techniczny i konsultacje rynkowe oraz prowadzić dni dostawców. Daje to krajowym firmom czas na przygotowanie finansowania, kadr, konsorcjów, certyfikacji i zdolności wykonawczych. W sektorze wiatrowym, gdzie projekty są złożone, a cykle inwestycyjne długie, wczesna informacja o planowanym zamierzeniu inwestycyjnym jest jednym z najważniejszych warunków rozwoju krajowych kompetencji. W MEW spora część tych narzędzi była już wdrożona wcześniej, choć pewnie nie na taką skalę. W lądowej energetyce wiatrowej będzie to podejście budowane na nowo.

Wartością programu sformatowanego w opisany powyżej sposób jest to, że łączy ambicję przemysłową z bezpieczeństwem regulacyjnym – nie tworzy sztywnych progów udziału local content, zakazów ani formalnych ograniczeń dostępu do rynku. Zamiast tego zmienia sposób projektowania inwestycji, budowania łańcuchów dostaw i oceny ofert. Jest to podejście zgodne z prawem UE, a jednocześnie pozwalające państwu aktywnie wspierać rozwój krajowych zdolności przemysłowych.

Z perspektywy strategii dla energetyki wiatrowej oznacza to, że local content powinien być traktowany jako pełnoprawny instrument polityki przemysłowej. Nie chodzi o zastąpienie partnerów zagranicznych, lecz o budowę w Polsce większej liczby firm zdolnych do partnerskiej współpracy

100% and considers, among other factors, the location of the parent company, the place where the main business is conducted, tax residency, employment structure, length of presence in Poland, and the share of domestic turnover.

The percentage weights of the criteria for an entity's "domesticity" are defined as follows:

- 25% weight – criterion regarding the top-tier parent company headquartered in Poland,
- 25% weight – criterion for the main business activity conducted within Poland,
- 15% weight – criterion regarding tax residency in Poland,
- 15% weighting – criterion regarding the employment of more than 50% of employees who are Polish citizens or residents of Poland paying taxes and social security contributions in Poland,
- weighting 10% – criterion regarding a registered office in Poland (KRS/CEIDG) and uninterrupted operation for ≥ 3 years,
- weighting of 10% – criterion for over 50% of annual turnover generated in Poland.

Thanks to the new definition, local content ceases to be a declarative concept and becomes a measurable indicator that can be reported, compared, and integrated into the investment management system. Tools used as early as the investment planning stage will be particularly important for the wind energy sector. In accordance with the guidelines of the Code of Good Practice, companies should prepare procurement strategies for individual categories, conduct needs analyses, publish procurement plans early, organize technical dialogues and market consultations, and hold supplier days. This gives domestic companies time to prepare financing, personnel, consortia, certifications, and execution capabilities. In the wind sector, where projects are complex and investment cycles are long, early information about planned investment initiatives is one of the most important conditions for developing domestic capabilities. At MEW, a significant portion of these tools had already been implemented previously, though likely not on such a scale. In onshore wind energy, this approach will be built from the ground up.

The value of a program structured as described above lies in the fact that it combines industrial ambition with regulatory certainty – it does not create rigid local content thresholds, bans, or formal market access restrictions. Instead, it changes the way investments are designed, supply chains are built, and bids are evaluated. This approach is consistent with EU law while allowing the state to actively support the development of domestic industrial capabilities.

From the perspective of the wind energy strategy, this means that local content should be treated as a fully-fledged instrument of industrial policy. The goal is not to replace foreign partners, but to build a more considerable number of companies in Poland capable of partnering on

przy dużych projektach. W dłuższej perspektywie program ma nie tylko zwiększyć udział polskich przedsiębiorstw w krajowych inwestycjach, ale także przygotować je do ekspansji zagranicznej.

To, co stanowi największe dziś wyzwanie i zarazem pozostaje niewiadomą, to metodyka kalkulacji ujęta w zapowiadany na czerwiec 2026 r. pilotażu, który prowadzić ma Główny Urząd Statystyczny. Pierwszy etap pilotażu obejmie wyłącznie branżę energetyczną. Wybór ten podyktowany jest ogromną skalą planowanych inwestycji oraz rozbudowywanymi łańcuchami dostaw w tym sektorze. W przedsięwzięciu tym GUS będzie miał za zadanie obliczyć, jaka część nakładów na strategiczne projekty (szczególnie w obszarze offshore) realnie zostaje w polskiej gospodarce, a jaka wypływa za granicę. Badaniem zostaną objęte wybrane spółki Skarbu Państwa z sektora energetycznego. Lista tych podmiotów miała zostać sfinalizowana do końca kwietnia 2026 r., jednak do tej pory nie została podana do publicznej wiadomości. Logika raportowania, którą GUS wypracował na potrzeby czterwcowego pilotażu, opiera się na tzw. podejściu kaskadowym. Ma ono wyeliminować problem „pozornego local content”, gdzie zagraniczny wykonawca (Tier-1) jedynie fakturuje usługę w Polsce, nie generując tu realnej wartości dodanej.

Inwestor (najczęściej spółka Skarbu Państwa) będzie pełniła funkcję integratora danych. W raporcie do GUS inwestor wykazywać ma łączną wartość projektu oraz deklarowany poziom komponentu krajowego na podstawie danych spływających z dołu łańcucha. GUS jednak po uzyskaniu informacji o zawarciu kontraktu przez inwestora (na przekazanie tej informacji będzie 30 dni) zobowiąże głównego wykonawcę (w terminie 60 dni) do wskazania prac projektowych wykonanych przez polskie biura, kadr zatrudnionych w Polsce i materiałów zakupionych bezpośrednio u polskich producentów. W kolejnym kroku GUS zbierze oświadczenia również od firm z poziomu Tier-2 i Tier-3 (Podwykonawcy i Dostawcy).

Logika GUS zakłada więc, że raportowanie schodzić będzie w głąb łańcucha dostaw, aby uchwycić moment, w którym produkt lub usługa staje się „importem”. Jest to podejście odmienne od dotychczasowego w offshore wind, gdzie na potrzeby opracowania tzw. planów łańcucha dostaw oblige raportowe spoczywało jedynie na inwestorze. Celem tak szczegółowej struktury (aż do Tier-3) jest stworzenie mapy drogowej dla polskiego przemysłu – wskazanie, w których miejscach łańcucha dostaw polskie firmy są silne, a gdzie musimy sprowadzać technologie z zagranicy. Wyzwaniem będzie zintegrowanie nowych zasad raportowania z istniejącym obecnie i zdefiniowanym w Ustawie Offshore obowiązkiem sprawozdawczym.

Metodyka opracowywana przez GUS zakłada analizę danych na trzech poziomach wykonawstwa:

- wartość wynagrodzeń osobowych,
- wartość sprzedanych towarów i materiałów,
- koszty operacyjne oraz wartość zakupionych usług.

large projects. In the long term, the program aims not only to increase the share of Polish companies in domestic investments but also to prepare them for international expansion.

The greatest challenge today – and at the same time the biggest unknown – is the calculation methodology included in the pilot program announced for June 2026, which is to be conducted by the Central Statistical Office. The first phase of the pilot will cover only the energy sector. This choice is dictated by the enormous scale of planned investments and the extensive supply chains in this sector. In this project, the Central Statistical Office will be tasked with calculating what portion of expenditures on strategic projects (particularly in the offshore sector) actually remains in the Polish economy, and what portion flows abroad. The study will cover selected state-owned companies in the energy sector. The list of these entities was supposed to be finalized by the end of April 2026, but it has not yet been made public. The reporting logic developed by the Central Statistical Office (GUS) for the June pilot is based on the so-called cascade approach. This approach aims to eliminate the problem of “apparent local content,” where a foreign contractor (Tier-1) merely invoices a service in Poland without generating any real added value here.

The investor (usually a state-owned company) will act as the data integrator. In its report to the Central Statistical Office (GUS), the investor must report the total value of the project and the declared level of the domestic component based on data received from downstream entities. However, after receiving notification that the investor has entered into a contract (the investor will have 30 days to provide this information), GUS will require the main contractor (within 60 days) to specify the design work performed by Polish firms, personnel employed in Poland, and materials purchased directly from Polish manufacturers. In the next step, GUS will also collect statements from Tier-2 and Tier-3 companies (subcontractors and suppliers).

GUS's logic thus assumes that reporting will extend deeper into the supply chain to capture the point at which a product or service becomes an “import.” This approach differs from the current practice in offshore wind, where the reporting obligation for developing so-called supply chain plans rested solely with the investor. The purpose of such a detailed structure (down to Tier-3) is to create a roadmap for Polish industry – to identify where Polish companies are strong within the supply chain and where we must import technologies from abroad. The challenge will be to integrate the new reporting rules with the existing reporting obligation defined in the Offshore Act.

The methodology developed by the Central Statistical Office (GUS) involves analyzing data at three levels of implementation:

- the value of personnel compensation,
- value of goods and materials sold,
- operating costs and the value of purchased services.

Pilotaż rozpocząć ma się w czerwcu br., zagregowane i zanonimizowane wyniki pomiarów mają być zaś publikowane przez GUS raz w roku. Wnioski z pilotażu w energetyce posłużą jako fundament do wdrożenia obowiązkowej sprawozdawczości local content w innych strategicznych sektorach gospodarki, które w przyszłości objąć mają również podmioty zagraniczne.

Działanie to jest uznawane za unikatowe w skali Unii Europejskiej – Polska może być pierwszym krajem, który w tak systemowy i statystyczny sposób zmierzy udział rodzimego komponentu w kluczowych inwestycjach publicznych.

Energetyka wiatrowa może więc niebawem stać się jednym z najważniejszych praktycznych przykładów nowego podejścia państwa do gospodarki. Jeżeli program local content zostanie wdrożony konsekwentnie, sektor ten może nie tylko przyspieszyć transformację energetyczną, ale także stać się narzędziem budowy nowoczesnego, odpornego i konkurencyjnego przemysłu w Polsce.

Wsparcie udziału krajowych firm w realizacji inwestycji w strategicznych sektorach

Z punktu widzenia przemysłu energetyki wiatrowej w Polsce najsilniejszy impuls rynkowy ma szansę dać zmiana filozofii zakupowej. Dotychczas w wielu dużych projektach infrastrukturalnych dominowało podejście koncentrujące się na uzyskaniu najniższej ceny oraz rozległych referencji zagranicznych, a przy tym charakteryzujące się wysokimi barierami formalnymi. W praktyce prowadziło to do sytuacji, w której polskie firmy często pozostawały podwykonawcami niższych rzędów albo nie były w stanie wejść do postępowań, mimo posiadania realnych kompetencji.

Zmienić tę sytuację ma nowa „Polityka zakupowa – państwa na lata 2026–2029” (PZP) przyjęta przez Radę Ministrów 31 marca 2026 r., która stanowi operacyjne narzędzie realizacji Strategii Rozwoju Polski do 2035 r. Jej nadrzędnym celem jest odejście od wyboru ofert wyłącznie na podstawie najniższej ceny na rzecz modelu „kupujemy najrozsądniej”, co ma stymulować rozwój krajowej gospodarki.

Polityka zakupowa państwa opiera się na trzech priorytetach:

1. Budowanie konkurencyjności i potencjału polskiej gospodarki: Wykorzystanie zamówień jako impulsu dla innowacji i rozwoju rodzimych firm, szczególnie w sektorach wysokich technologii.
2. Wzmocnienie odporności państwa: Budowanie lokalnych łańcuchów dostaw i suwerenności technologicznej, aby zredukować zależność od dostawców spoza UE w obszarach krytycznych (energetyka, obronność, cyberbezpieczeństwo).
3. Profesjonalizacja rynku zamówień: Poprawa relacji na linii urząd–przedsiębiorca oraz podniesienie kompetencji kadr zajmujących się zakupami publicznymi.

The pilot is set to begin in June of this year, and the aggregated and anonymized results of the measurements are to be published by GUS once a year. The conclusions from the pilot in the energy sector will serve as the foundation for implementing mandatory local content reporting in other strategic sectors of the economy, which in the future will also cover foreign entities.

This initiative is considered unique within the European Union – Poland may be the first country to measure the share of domestic content in key public investments in such a systematic and statistical manner.

Wind energy may thus soon become one of the most important practical examples of the state's new approach to the economy. If the local content program is implemented consistently, this sector may not only accelerate the energy transition but also become a tool for building a modern, resilient, and competitive industry in Poland.

Supporting the participation of domestic companies in investments in strategic sectors

From the perspective of the wind energy industry in Poland, a change in procurement philosophy has the potential to provide the strongest market stimulus. Until now, many large infrastructure projects have been dominated by an approach focused on securing the lowest price and extensive international references, while also characterized by high formal barriers. In practice, this led to a situation where Polish companies often remained lower-tier subcontractors or were unable to participate in tenders, despite possessing the necessary capabilities.

This situation is to be changed by the new “State Procurement Policy for 2026–2029” (PZP), adopted by the Council of Ministers on March 31, 2026, which serves as an operational tool for implementing the Polish Development Strategy through 2035. Its overarching goal is to move away from selecting bids solely on the basis of the lowest price in favor of a “buying most sensibly” model, which is intended to stimulate the development of the domestic economy.

The state's procurement policy is based on three priorities:

1. Building the competitiveness and potential of the Polish economy: Using procurement as a catalyst for innovation and the development of domestic companies, particularly in high-tech sectors.
2. Strengthening the state's resilience: Building local supply chains and technological sovereignty to reduce dependence on non-EU suppliers in critical areas (energy, defense, cybersecurity).
3. Professionalizing the procurement market: Improving relations between government agencies and businesses and enhancing the competencies of personnel involved in public procurement.

Polityka zakupowa ma też być głównym kanałem wdrażania zasad local content i jednocześnie zakłada ona:

- zwiększenie udziału krajowych wykonawców, szczególnie w inwestycjach o znaczeniu strategicznym (np. energetyka jądrowa, morska energetyka wiatrowa),
- promowanie krótszych łańcuchów dostaw, co przekłada się na mniejszy ślad węglowy i większe bezpieczeństwo dostaw,
- zobowiązania dla samorządów, w których korzystanie ze środków budżetowych i unijnych mają być powiązane z kryteriami oceny ofert wspierającymi ideę local content.

Aby otworzyć rynek dla mniejszych firm, w tym MŚP, PZP zakłada również dzielenie dużych zamówień na części, podwyższenie progu stosowania ustawy Prawo Zamówień Publicznych ze 130 tys. zł do 170 tys. zł netto, co upraszcza procedury dla mniejszych zleceń oraz stosowanie kryteriów takich jak elastyczność dostaw czy lokalna logistyka, które naturalnie promować mają lokalnych dostawców.

Zamówienia strategiczne odtąd mają uwzględniać:

- aspekty środowiskowe (Zielone Zamówienia): wspieranie Gospodarki Obiegu Zamkniętego,
- aspekty społeczne: premiowanie wykonawców dbających o stabilne zatrudnienie i włączenie społeczne,
- innowacyjność: zamawiający są zachęceni do podejmowania ryzyka związanego z zakupem nowatorskich rozwiązań (zamówienia na B+R).

Ponadto w obliczu napięć geopolitycznych polityka przewidyje także możliwość weryfikacji struktur właścicielskich i ograniczania udziału firm z krajów trzecich (niebędących stronami umów o wzajemności) w sektorach infrastruktury krytycznej, jak również ciągły dialog zamawiających z rynkiem, w tym powołanie pełnomocników ds. local content w największych spółkach Skarbu Państwa.

Należy ocenić, że odpowiednia strukturyzacja zamówień ma szansę stać się skutecznym mechanizmem w zwiększaniu udziału krajowych firm w projektach wiatrowych onshore i offshore. Wielkie kontrakty powinny być dzielone na mniejsze pakiety funkcjonalne, techniczne lub regionalne, tak aby umożliwić udział mniejszym, wyspecjalizowanym firmom krajowym, w tym MŚP. W energetyce wiatrowej ma to szczególne znaczenie, ponieważ krajowe firmy często mają kompetencje w konkretnych segmentach, np. konstrukcjach stalowych, robotach budowlanych, instalacjach elektrycznych, logistyce, serwisie czy automatyce, ale nie są w stanie samodzielnie wystąpić jako główny wykonawca całego dużego pakietu zakupowego. Należy przy tym zauważyć, że mniej dotkliwa sytuacja występuje w segmencie energetyki lądowej (w porównaniu do offshore wind), gdzie pakiety zakupowe są łatwiejsze do podziału.

Skuteczne zastosowanie Polityki Zakupowej Państwa w sektorze wiatrowym powinno także koncentrować się na

Procurement policy is also intended to be the main channel for implementing local content rules and, at the same time, it aims to:

- increasing the share of domestic contractors, particularly in strategically important investments (e.g., nuclear energy, offshore wind energy),
- promoting shorter supply chains, which translates to a smaller carbon footprint and greater supply security,
- commitments for local governments, in which the use of budgetary and EU funds is to be linked to bid evaluation criteria that support the concept of local content.

To open the market to smaller companies, including SMEs, the Public Procurement Law also provides for the division of large contracts into parts, raising the threshold for the application of the Public Procurement Law from PLN 130,000 to PLN 170,000 net, which simplifies procedures for smaller contracts, and the use of criteria such as supply flexibility or local logistics, which are naturally intended to promote local suppliers.

Strategic procurement will henceforth consider:

- environmental aspects (Green Procurement): supporting the Circular Economy,
- social aspects: rewarding contractors who prioritize stable employment and social inclusion,
- innovation: contracting authorities are encouraged to take risks associated with the purchase of innovative solutions (R&D contracts).

Furthermore, in light of geopolitical tensions, the policy also provides for the possibility of verifying ownership structures and limiting the participation of companies from third countries (not parties to reciprocity agreements) in critical infrastructure sectors, as well as continuous dialogue between contracting authorities and the market, including the appointment of local content officers in the largest state-owned companies.

It should be noted that appropriate structuring of contracts has the potential to become an effective mechanism for increasing the participation of domestic companies in onshore and offshore wind projects. Large contracts should be divided into smaller functional, technical, or regional packages to enable the participation of smaller, specialized domestic companies, including SMEs. This is particularly important in the wind energy sector, as domestic companies often possess expertise in specific segments – such as steel structures, construction work, electrical installations, logistics, maintenance, or automation – but are unable to act independently as the main contractor for an entire large procurement package. It should be noted, however, that the situation is less severe in the onshore wind energy segment (compared to offshore wind), where procurement packages are easier to divide.

The effective implementation of the State Procurement Policy in the wind sector should also focus on removing

usuwaniu barier formalnych. Dotyczy to m.in. publikowania kluczowej dokumentacji w języku polskim, stosowania ujednoliconych wzorów umów i formularzy, ograniczania nadmiernych wymogów dokumentacyjnych, uznawania norm równoważnych oraz eliminowania sztucznych wymogów dotyczących doświadczenia wyłącznie na rynkach zagranicznych. W praktyce chodzi o to, aby wymogi przetargowe mierzyły rzeczywistą zdolność wykonawcy do realizacji zadania, a nie premiowały automatycznie najsilniejszych rynkowych graczy ze względu na skalę i historię działania.

Istotnym elementem realizacji inwestycji z uwzględnieniem idei local content będą także tzw. kryteria TOTEX, czyli ocena kosztów w całym cyklu życia inwestycji. W energetyce wiatrowej cena zakupu komponentu lub usługi nie powinna być oderwana od kosztów serwisu, dostępności części, czasu reakcji technicznej, kosztów utrzymania, ryzyka logistycznego oraz trwałości rozwiązań. Lokalny serwis, krajowe zaplecze techniczne i krótszy łańcuch dostaw mogą w długim okresie obniżyć całkowity koszt inwestycji, nawet jeśli cena początkowa komponentu/usługi nie jest najniższa.

Bardzo ważne są także mechanizmy finansowe i kontraktowe. Polskie firmy, zwłaszcza średnie i mniejsze, często przegrywają w postępowaniach zakupowych nie dlatego, że nie mają kompetencji, lecz dlatego, że nie są w stanie udźwignąć warunków finansowych narzuconych w dużych kontraktach. Stąd potrzeba stosowania zaliczek, płatności etapowych, automatycznej waloryzacji, stopniowego zwalniania zabezpieczeń, szybkich odbiorów prac oraz bezpośrednich płatności dla podwykonawców. W sektorze wiatrowym może to przesądzać o tym, czy krajowe firmy będą realnymi uczestnikami łańcucha dostaw, czy też pozostaną poza głównym nurtem inwestycji.

Energetyka wiatrowa jest również dobrym obszarem zastosowania kryteriów ESG i technologicznych. Krótkie łańcuchy dostaw ograniczają ślad węglowy transportu. Lokalne centra serwisowe zwiększają bezpieczeństwo operacyjne farm. Wymogi dotyczące cyberbezpieczeństwa ograniczają ryzyko związane z infrastrukturą krytyczną. Współpraca z polskimi uczelniami i instytucjami może wzmacniać krajowy potencjał innowacyjny, szczególnie w obszarach automatyki, diagnostyki, cyfryzacji i technologii podwójnego zastosowania.

Warunkiem sukcesu jest jednak operacjonalizacja. Sam Kodeks Dobrych Praktyk czy Polityka Zakupowa Państwa nie wystarczą, jeśli określone w nich zasady nie zostaną skutecznie wpisane do polityk instytucji państwowych, strategii spółek, procedur zakupowych, KPI zarządów, wzorów umów i systemów raportowania – a ten proces dopiero się rozpoczyna. Zwiększanie komponentu krajowego powinno się stać formalnym elementem zarządzania inwestycjami, a nie jedynie postulatem komunikacyjnym.

formal barriers. This includes, among other things, publishing key documentation in Polish, using standardized contract templates and forms, limiting excessive documentation requirements, recognizing equivalent standards, and eliminating artificial requirements regarding experience exclusively in foreign markets. In practice, the goal is for tender requirements to assess a contractor's actual ability to carry out the task, rather than automatically favoring the strongest market players based on their scale and track record.

Another key element in implementing projects with a focus on local content will be the so-called TOTEX criteria, i.e., the assessment of costs across the entire project lifecycle. In the wind energy sector, the purchase price of a component or service should not be detached from maintenance costs, parts availability, technical response time, operational costs, logistical risks, and the durability of solutions. Local service, domestic technical support, and a shorter supply chain can reduce the total cost of investment in the long term, even if the initial price of a component or service is not the lowest.

Financial and contractual mechanisms are also essential. Polish companies, especially medium-sized and smaller ones, often lose out in procurement processes not because they lack competence, but because they are unable to meet the financial terms imposed in large contracts. Hence the need for advance payments, milestone payments, automatic indexation, gradual release of security deposits, rapid acceptance of work, and direct payments to subcontractors. In the wind energy sector, this could determine whether domestic companies will be genuine participants in the supply chain or remain on the sidelines of major investments.

Wind energy is also a good area for applying ESG and technological criteria. Short supply chains reduce the carbon footprint of transportation. Local service centers enhance the operational safety of wind farms. Cybersecurity requirements mitigate risks associated with critical infrastructure. Collaboration with Polish universities and research institutes can strengthen the country's innovation potential, particularly in the areas of automation, diagnostics, digitalization, and dual-use technologies.

However, operationalization is a prerequisite for success. The Code of Good Practice or the State Procurement Policy alone will not suffice if the principles outlined therein are not effectively incorporated into the policies of state institutions, corporate strategies, procurement procedures, management KPIs, contract templates, and reporting systems – and this process is only just beginning. Increasing the domestic content should become a formal element of investment management, not merely a communication slogan.

4 Wpływ rozwoju sektora MEW na gospodarkę

W marcu 2026 r. ukazała się publikacja *Wpływ ekonomiczny budowy morskich farm wiatrowych w Polsce*, której autorem jest Baker Tilly TPA oraz CEE Energy. Raport analizuje wpływ budowy morskich farm wiatrowych na poziom wartości dodanej w polskiej gospodarce, dodatkowe zatrudnienie oraz wpływy z podatków do budżetu państwa.

Raport zakłada rozwój MEW w trzech fazach: do 4, 14 oraz 33 GW. W wariantcie KPEiK zaproponowanym w lipcu 2025 r. celem jest podtrzymanie założeń przyjętych na poziomie ustawowym, tj. osiągnięcie 5,9 GW do 2030 r. i około 18 GW do 2040 r. Ogłoszona pod koniec 2025 r. proponowana nowa wersja KPEiK ogranicza plany rozwoju do 11,8–16 GW z wcześniej wskazywanych 18 GW. Dokument ten jest jednak nadal konsultowany. W raporcie analizowany jest wpływ inwestycji w MEW we wspomnianych fazach na gospodarkę Polski.

Założenia w zakresie local content i scenariuszy

Analiza ilościowa została przeprowadzona dla jednego, dynamicznego scenariusza rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce do 2050 r., zakładającego stopniowe zwiększanie mocy zainstalowanej do poziomu docelowego 33 GW. Założenie to przyjęto w celu odzwierciedlenia etapowego charakteru rozwoju sektora oraz narastania jego oddziaływania na gospodarkę krajową. Wyniki obejmują łączne efekty bezpośrednie, pośrednie oraz indukowane, generowane w fazach przygotowania inwestycji (DEVEX), realizacji (CAPEX), eksploatacji (OPEX) oraz likwidacji (DECEX). Efekty gospodarcze prezentowane w analizie mają charakter skumulowany w czasie i obejmują cały cykl życia projektów: od fazy przygotowawczej, poprzez realizację i eksploatację, aż po likwidację instalacji. Takie ujęcie pozwala na pełniejsze zobrazowanie długoterminowego znaczenia sektora morskiej energetyki wiatrowej dla gospodarki narodowej.

Wartość dodana brutto odzwierciedla łączny wkład sektora MEW oraz powiązanych z nim branż w tworzenie dochodu w gospodarce krajowej. Obejmuje ona zarówno bezpośrednią działalność inwestycyjną i operacyjną, jak i efekty pośrednie generowane w krajowym łańcuchu dostaw oraz efekty indukowane wynikające z konsumpcji gospodarstw domowych.

W analizie uchwycono również stopniowy wzrost udziału krajowych przedsiębiorstw w łańcuchu dostaw (*local content*), który na początkowym etapie rozwoju sektora, do mocy 4 GW, wynosił 15,64%, następnie wzrastał do 24,16% do osiągnięcia 14 GW mocy zainstalowanej, by docelowo osiągnąć poziom 39,56% na etapie 14–33 GW. Zależność ta ma charakter nieliniowy i wynika z dojrzewania rynku, w tym

The economic impact of the offshore wind sector

In March 2026, the publication *The Economic Impact of Offshore Wind Farm Construction in Poland* was released, authored by Baker Tilly TPA and CEE Energy. The report analyzes the impact of offshore wind farm construction on the level of value added in the Polish economy, additional employment, and tax revenues to the state budget.

The report assumes the development of offshore wind power in three phases: up to 4, 14, and 33 GW. In the KPEiK variant proposed in July 2025, the goal is to maintain the targets adopted at the statutory level, i.e., achieving 5.9 GW by 2030 and approximately 18 GW by 2040. The proposed new version of the KPEiK, announced at the end of 2025, limits development plans to 11.8–16 GW from the previously indicated 18 GW. However, this document is still under consultation. The report analyzes the impact of investments in MEW during the aforementioned phases on the Polish economy.

Assumptions regarding local content and scenarios

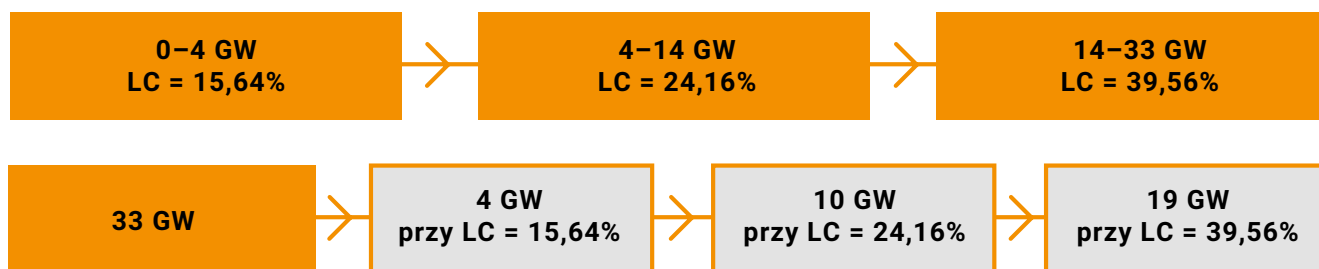
A quantitative analysis was conducted for a single, dynamic scenario of offshore wind energy development in Poland through 2050, assuming a gradual increase in installed capacity to a target level of 33 GW. This assumption was adopted to reflect the phased nature of the sector's development and the gradual increase in its impact on the national economy. The results include the total direct, indirect, and induced effects generated during the investment preparation (DEVEX), implementation (CAPEX), operation (OPEX), and decommissioning (DECEX) phases. The economic effects presented in the analysis are cumulative over time and cover the entire project lifecycle: from the preparatory phase, through implementation and operation, to the decommissioning of the installations. This approach allows for a more complete illustration of the long-term significance of the offshore wind energy sector for the national economy.

Gross value added reflects the total contribution of the offshore wind energy sector and related industries to income generation in the national economy. It encompasses both direct investment and operational activities, as well as indirect effects generated in the domestic supply chain and induced effects resulting from household consumption.

The analysis also captures the gradual increase in the share of domestic companies in the supply chain (*local content*), which in the initial stage of the sector's development, up to 4 GW of capacity, stood at 15.64%, then rose to 24.16% upon reaching 14 GW of installed capacity, and ultimately reached 39.56% at the 14–33 GW stage. This relationship is non-linear and results from market maturation, including

kumulacji kompetencji, inwestycji w moce produkcyjne oraz przechodzenia krajowych podmiotów do wyższych poziomów łańcucha wartości (Tier 1 i Tier 2). Średni ważony poziom local content w całym okresie projektu oszacowano na 31,99% w scenariuszu docelowym, tj. realizującym inwestycje o mocy zainstalowanej w wymiarze 33 GW, co w praktyce odzwierciedla więc stopniową lokalizację łańcucha dostaw MEW w Polsce.

Rysunek 5. Scenariusz dynamiczny rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce do 2050 r.



Źródło: Wpływ ekonomiczny budowy morskich farm wiatrowych w Polsce, marzec 2026.

Metodologia zastosowanego modelu oceny wpływu

Do modelowania wpływu ekonomicznego wykorzystano cztery kluczowe dane wejściowe:

- moc zainstalowana,
- scenariusz łańcucha dostaw,
- koszty farmy wiatrowej,
- wynagrodzenia i koszty zatrudnienia.

Analiza wpływu rozwoju morskiej energetyki wiatrowej na gospodarkę Polski została przeprowadzona z wykorzystaniem modelu Leontiefa oraz analizy przepływów międzygałęziowych (input-output). Zastosowane podejście umożliwia ilościową ocenę efektów gospodarczych wynikających z realizacji inwestycji offshore wind poprzez identyfikację powiązań produkcyjnych pomiędzy sektorami gospodarki. W modelu input-output Leontiefa wartość dodana brutto (GVA) obliczana jest jako różnica między produkcją globalną sektora a zużyciem pośrednim. Suma wartości dodanej brutto wszystkich sektorów odpowiada produktowi krajowemu brutto w ujęciu produkcyjnym, co oznacza, że GVA stanowi bezpośrednią miarę wkładu analizowanego sektora w PKB. Szczegółowe założenia analizy zostały przedstawione w raporcie.

the accumulation of expertise, investments in production capacity, and the transition of domestic entities to higher levels of the value chain (Tier 1 and Tier 2). The weighted average local content level over the entire project period was estimated at 31.99% in the target scenario, i.e., the one involving investments with an installed capacity of 33 GW, which in practice thus reflects the gradual localization of the offshore wind energy supply chain in Poland.

Figure 5. Dynamic scenario for the development of offshore wind energy in Poland through 2050

Source: Economic Impact of Offshore Wind Farm Construction in Poland, March 2026.

Methodology of the impact assessment model

Four key input data points were used to model the economic impact:

- installed capacity,
- supply chain scenario,
- wind farm costs,
- wages and employment costs.

The analysis of the impact of offshore wind energy development on the Polish economy was conducted using the Leontief model and input-output analysis. This approach enables a quantitative assessment of the economic effects resulting from offshore wind investments by identifying production linkages between economic sectors. In the Leontief input-output model, gross value added (GVA) is calculated as the difference between the sector's total output and intermediate consumption. The sum of the gross value added of all sectors corresponds to gross domestic product (GDP) at the production stage, meaning that GVA is a direct measure of the analyzed sector's contribution to GDP. The detailed assumptions of the analysis are presented in the report.

Wpływ inwestycji w morską energetykę wiatrową na PKB, zatrudnienie, wpływy podatkowe, wartość dodaną (GVA) i podatki

Łączna wartość nakładów inwestycyjnych i operacyjnych w analizowanym scenariuszu (wartości niezdyskontowane, horyzont 30 lat) została oszacowana na około 897 mld zł, w tym około 497 mld zł w fazie CAPEX, 72 mld zł w fazach DEVEX i DECEX oraz około 328 mld zł w fazie OPEX, przy średnim poziomie około 11 mld zł rocznie.

W ramach scenariusza dynamicznego przeanalizowano budowę kolejnych mocy w *offshore*: 4 GW, 10 GW (łącznie poziom 14 GW) oraz 19 GW (łącznie poziom 33 GW), co umożliwia zobrazowanie narastania efektów gospodarczych wraz z rozbudową sektora morskiej energetyki wiatrowej. Łączne efekty gospodarcze, wyrażone jako wartość dodana brutto (*gross value added*, GVA), oszacowano odpowiednio na około 21,7 mld zł dla etapu 4 GW, 78,6 mld zł dla etapu 10 GW oraz 246 mld zł dla etapu 19 GW, co przekłada się na łączną wartość około 346 mld zł dla scenariusza docelowego obejmującego 33 GW mocy zainstalowanej.

Efekty zatrudnieniowe w scenariuszu docelowym 33 GW mocy zainstalowanej wynoszą około 102 tys. FTE-lat¹⁶⁴, uwzględniając łączne efekty bezpośrednie, pośrednie i indukowane. Z tej liczby około 84 tys. FTE-lat generowanych jest w fazach przygotowania i realizacji inwestycji (DEVEX, CAPEX i DECEX), natomiast około 18 tys. FTE-lat przypada na fazę 30-letniej eksploatacji (OPEX), co odpowiada średniorocznemu zatrudnieniu utrzymywanemu przez cały okres funkcjonowania instalacji. Oznacza to, że wraz z przechodzeniem sektora z fazy inwestycyjnej do fazy operacyjnej następuje stopniowe przesunięcie struktury zatrudnienia w kierunku stabilnych i długookresowych miejsc pracy.

W trakcie realizacji projektu rozwoju MFW zatrudnienie narasta wraz z kolejnymi etapami rozbudowy mocy zainstalowanej i wynosi odpowiednio około 6,2 tys. FTE-lat dla 4 GW, 21,5 tys. FTE-lat dla 10 GW oraz 74,5 tys. FTE-lat dla 19 GW. Zależność ta potwierdza istnienie efektów skali oraz kumulacji kompetencji w krajowym łańcuchu dostaw, które sprzyjają zwiększaniu udziału krajowych przedsiębiorstw w realizacji projektów. W fazie eksploatacji (OPEX) dominują miejsca pracy związane z obsługą techniczną, logistyką, zarządzaniem operacyjnym oraz monitoringiem infrastruktury, charakteryzujące się relatywnie wysoką specjalizacją i trwałością. W konsekwencji rozwój morskiej energetyki wiatrowej przyczynia się nie tylko do czasowego wzrostu zatrudnienia w okresach realizacji inwestycji, lecz także do budowy stabilnej bazy zatrudnienia o wysokiej wartości dodanej, w szczególności w regionach nadmorskich.

Impact of investments in offshore wind energy on GDP, employment, tax revenues, gross value added (GVA), and taxes

The total value of investment and operating expenditures in the analyzed scenario (undiscounted values, 30-year horizon) was estimated at PLN 897 billion, including approximately PLN 497 billion in the CAPEX phase, PLN 72 billion in the DEVEX and DECEX phases, and approximately PLN 328 billion in the OPEX phase, with an average of approximately PLN 11 billion per year.

As part of the dynamic scenario, the construction of additional offshore capacity was analyzed: 4 GW, 10 GW (total of 14 GW), and 19 GW (total of 33 GW), which allows for illustrating the accumulation of economic effects as the offshore wind energy sector expands. The total economic effects, expressed as gross value added (GVA), were estimated at PLN 21.7 billion for the 4 GW phase, PLN 78.6 billion for the 10 GW stage, and PLN 246 billion for the 19 GW stage, which translates to a total value of approximately PLN 346 billion for the target scenario covering 33 GW of installed capacity.

The employment effects in the target scenario of 33 GW of installed capacity amount to approximately 102,000 FTE-years¹⁶⁴, considering the combined direct, indirect, and induced effects. Of this figure, approximately 84,000 FTE-years are generated during the investment preparation and implementation phases (DEVEX, CAPEX, and DECEX), while approximately 18,000 FTE-years are attributable to the 30-year operational phase (OPEX), which corresponds to the average annual employment maintained throughout the entire operational life of the installations. This means that as the sector transitions from the investment phase to the operational phase, there is a gradual shift in the employment structure toward stable, long-term jobs.

During the implementation of the MFW development project, employment grows in tandem with successive phases of installed capacity expansion, amounting to approximately 6,200 FTE-years for 4 GW, 21,500 FTE-years for 10 GW, and 74,500 FTE-years for 19 GW. This relationship confirms the existence of economies of scale and the accumulation of expertise within the domestic supply chain, which facilitate an increased participation of domestic companies in project implementation. During the operational phase (OPEX), jobs related to technical maintenance, logistics, operational management, and infrastructure monitoring predominate, characterized by relatively high specialization and job stability. Consequently, the development of offshore wind energy contributes not only to a temporary increase in employment during the investment implementation periods, but also to the creation of a stable employment base with high added value, particularly in coastal regions.

¹⁶⁴ Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Załącznik 5. do aKPEiK *Finansowanie transformacji klimatyczno-energetycznej*, <https://www.gov.pl/attachment/4ce10076-905e-4665-b066-9e2beedf4d13> (dostęp: 30.03.2026).

¹⁶⁴ Ministry of Climate and Environment, Annex 5 to aKPEiK *Financing the Climate and Energy Transition*, <https://www.gov.pl/attachment/4ce10076-905e-4665-b066-9e2beedf4d13> (accessed: March 30, 2026).

Scenariusz dynamiczny 33 GW mocy zainstalowanej generuje również istotny wpływ fiskalny. Wpływy z podatku dochodowego od osób prawnych (CIT) oszacowano na około 17,6 mld zł (wartość zdyskontowana, stopa 3%, horyzont 30 lat), natomiast wpływy z podatku dochodowego od osób fizycznych oraz składek na ubezpieczenia społeczne (PIT i ZUS) na około 19 mld zł. Dodatkowo wpływy z opłat koncesyjnych oraz opłaty w wysokości 1% wartości inwestycji z tytułu wydania pozwolenia na wzniesienie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń (PSZW) oszacowano na około 19,8 mld zł (również zdyskontowano). Oszacowane wpływy fiskalne należy traktować jako potencjalne dochody sektora finansów publicznych wynikające z działalności przedsiębiorstw i zatrudnienia generowanych przez rozwój morskiej energetyki wiatrowej, przy założeniu utrzymania obowiązujących ram podatkowych.

Rysunek 6. Porównanie scenariuszy

	0–4 GW	4–14 GW	14–33 GW
Generowane GVA	~21,7 mld PLN	~78,6 mld PLN	~246 mld PLN
Utworzone miejsca pracy	~6,2 tys. FTE-lat	~21,5 tys. FTE-lat	~74,5 tys. FTE-lat
PIT + ZUS	~1,3 mld PLN	~4,9 mld PLN	~12,8 mld PLN
Local content	15,64%	24,16%	39,56%

Źródło: Wpływ ekonomiczny budowy morskich farm wiatrowych w Polsce, marzec 2026.

Opis potencjału krajowego łańcucha dostaw

Polska dysponuje znaczącym potencjałem w zakresie rozwoju krajowego łańcucha dostaw dla sektora MEW,

The dynamic 33 GW installed capacity scenario also generates a significant fiscal impact. Revenues from corporate income tax (CIT) are estimated at PLN 17.6 billion (discounted value, 3% discount rate, 30-year horizon), while revenues from personal income tax and social security contributions (PIT and ZUS) are estimated at PLN 19 billion. Additionally, revenues from concession fees and a fee of 1% of the investment value for the issuance of a permit to construct artificial islands, structures, and equipment (PSZW) are estimated at PLN 19.8 billion (also discounted). The estimated fiscal revenues should be treated as potential public finance sector revenues resulting from business activity and employment generated by the development of offshore wind energy, assuming that the current tax framework remains in place.

Figure 6. Comparison of scenarios

Description of the potential of the domestic supply chain

Poland has significant potential for the development of a domestic supply chain for the offshore wind energy sector,

obejmującego zarówno usługi, jak i produkcję komponentów oraz zaplecze infrastrukturalne.

W obszarze rozwoju i zarządzania projektami krajowe przedsiębiorstwa mają doświadczenie w realizacji zaawansowanych usług środowiskowych i technicznych, takich jak oceny oddziaływania na środowisko, badania geologiczne czy analizy dna morskiego. Kompetencje te, rozwijane m.in. w sektorze morskim i wydobywczym, mogą być skutecznie wykorzystane w projektach offshore wind, umożliwiając realizację znacznej części prac rozwojowych (DEVEX) w kraju oraz wzmacniając lokalne zdolności projektowe.

W segmencie produkcji komponentów Polska posiada rozwiniętą bazę przemysłową, szczególnie w zakresie wież, gondoli i łopat turbin, bazując na doświadczeniach z rynku onshore. Choć kraj nie dysponuje własnymi producentami turbin offshore, możliwe jest przyciąganie inwestycji zagranicznych oraz rozwój współpracy w formule joint venture. Przykłady takie jak Baltic Towers czy inwestycje firm takich jak Vestas pokazują, że Polska może odgrywać rolę istotnego hubu produkcyjnego dla europejskiego rynku.

Istotny potencjał występuje również w obszarze fundamentów oraz konstrukcji stalowych. Krajowe stocznie i porty mogą stać się centrami produkcji i montażu elementów takich jak monopile, jacket czy transition pieces, przyczyniając się do rozwoju przemysłowego regionów nadbałtyckich. Równolegle rozwija się segment morskich i lądowych stacji transformatorowych – przykładem jest realizacja projektu dla farmy BC-Wind przez polską spółkę CRIST Offshore, co potwierdza zdolność krajowych firm do realizacji projektów typu Tier 1.

Strategiczne znaczenie ma także sektor kablowy. Polska, dzięki obecności takich podmiotów jak Tele-Fonika Kable, posiada silną pozycję w produkcji kabli dla sektora energetycznego, w tym projektów offshore. Rozwój tego segmentu może przyczynić się do budowy europejskiego łańcucha dostaw oraz ograniczenia zależności od importu.

W obszarze instalacji dominującą rolę odgrywają obecnie duże podmioty międzynarodowe, jednak Polska ma potencjał do budowy własnych kompetencji, w tym poprzez rozwój floty instalacyjnej i współpracę z partnerami zagranicznymi. Wzmocnienie sektora stocznioowego oraz zapewnienie odpowiednich warunków rynkowych może umożliwić powrót produkcji specjalistycznych jednostek do Europy.

Równie istotny jest rozwój usług eksploatacji i konserwacji (O&M), w których krajowe przedsiębiorstwa rozwijają kompetencje w zakresie diagnostyki, serwisowania i zarządzania pracą farm wiatrowych. Integracja z sektorem IT, w tym wykorzystanie rozwiązań opartych na sztucznej inteligencji, stwarza dodatkowe możliwości zwiększenia efektywności i konkurencyjności. Lokalny potencjał w tym zakresie ma również znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego, umożliwiając szybkie reagowanie na awarie oraz zapewnienie wysokiej dostępności instalacji.

encompassing both services and the production of components as well as infrastructure support.

In the area of project development and management, domestic companies have experience in providing advanced environmental and technical services, such as environmental impact assessments, geological surveys, and seabed analyses. These competencies, developed in sectors such as the maritime and mining industries, can be effectively leveraged in offshore wind projects, enabling a significant portion of development work (DEVEX) to be carried out domestically and strengthening local project capabilities.

In the component manufacturing segment, Poland has a well-developed industrial base, particularly for turbine towers, nacelles, and blades, drawing on experience from the onshore market. Although the country does not have its own offshore turbine manufacturers, it is possible to attract foreign investment and develop cooperation through joint ventures. Examples such as Baltic Towers or investments by companies like Vestas show that Poland can play the role of a significant manufacturing hub for the European market.

There is also significant potential in the area of foundations and steel structures. Domestic shipyards and ports can become centers for the production and assembly of components such as monopiles, jackets, and transition pieces, contributing to the industrial development of the Baltic Sea regions. At the same time, the segment of offshore and onshore substations is growing – an example is the project for the BC-Wind farm being carried out by the Polish company CRIST Offshore, which confirms the ability of domestic companies to execute Tier 1 projects.

The cable sector is also of strategic importance. Thanks to the presence of entities such as Tele-Fonika Kable, Poland holds a strong position in the production of cables for the energy sector, including offshore projects. The development of this segment can contribute to the establishment of a European supply chain and reduce dependence on imports.

In the installation sector, large international entities currently play a dominant role; however, Poland has the potential to build its own capabilities, including through the development of an installation fleet and cooperation with foreign partners. Strengthening the shipbuilding sector and ensuring appropriate market conditions may enable the return of specialized vessel production to Europe.

Equally important is the development of operation and maintenance (O&M) services, where domestic companies are building expertise in diagnostics, servicing, and the management of wind farms. Integration with the IT sector, including the use of artificial intelligence-based solutions, creates additional opportunities to increase efficiency and competitiveness. Local potential in this area is also significant for energy security, enabling a rapid response to failures and ensuring high availability of installations.

W długoterminowej perspektywie istotnym elementem łańcucha wartości będzie również faza likwidacji instalacji, obejmująca demontaż, transport oraz recykling komponentów, co otwiera nowe możliwości rozwoju przemysłu i gospodarki obiegu zamkniętego.

Analizy wskazują, że udział krajowego przemysłu (local content) może osiągnąć znaczący poziom we wszystkich fazach realizacji projektów offshore wind. W fazie operacyjnej potencjał ten szacowany jest na 40–50%, natomiast w fazie budowy na 30–40%, przy najwyższym udziale w segmentach infrastruktury elektroenergetycznej. Wykorzystanie tego potencjału wymaga jednak skoordynowanych działań w zakresie polityki przemysłowej, inwestycji oraz rozwoju kompetencji.

Propozycje systemowe zwiększenia komponentu krajowego

Uzyskane rezultaty potwierdzają, że skala i trwałość efektów gospodarczych zależą w istotnym stopniu od ciągłości realizacji inwestycji oraz przewidywalności otoczenia regulacyjnego. Stabilna ścieżka rozwoju sektora umożliwia przedsiębiorstwom podejmowanie długoterminowych decyzji inwestycyjnych, w tym w zakresie rozbudowy mocy produkcyjnych, rozwoju kadr oraz lokalizacji działalności w Polsce. W tym kontekście MEW może pełnić funkcję jednego z kluczowych filarów transformacji energetycznej, jednocześnie wspierając rozwój krajowego przemysłu, rynku pracy oraz dochodów sektora finansów publicznych.

Potencjał gospodarczy sektora jest tak duży, że przyjęcie strategii dotyczącej rozwoju morskiej energetyki wiatrowej jako dokumentu rządowego jest istotnym krokiem ku nadaniu mu formalnego charakteru i zagwarantowaniu wsparcia na poziomie krajowym. Taki dokument wyznaczyłby ramy organizacyjne i regulacyjne, które umożliwiłyby realizację projektów w tej dziedzinie oraz zapewniły ich zgodność z unijnymi normami i priorytetami, takimi jak autonomiczność w zakresie dostaw technologii czystej energii. Dzięki przyjęciu tej strategii Polska mogłaby efektywnie zarządzać wdrażaniem projektów offshore wind, harmonizując je z krajowym prawem i wyznaczając cele w obszarach takich jak rozwój łańcucha dostaw, przyspieszenie procedur administracyjnych oraz wsparcie dla krajowych przedsiębiorstw. Włączenie strategii do oficjalnej polityki państwowej zwiększyłoby jej rangę, umożliwiło bardziej efektywne wykorzystanie środków publicznych i unijnych, a także zwiększyło szanse polskiego przemysłu na zaistnienie w europejskim łańcuchu dostaw dla branży wiatrowej.

Kluczowe znaczenie ma przyjęcie strategicznego podejścia oraz uświadomienie wszystkim interesariuszom, że program inwestycyjny w morską energetykę wiatrową stanowi krajowy priorytet. Takie podejście może przyspieszyć zarówno proces uzyskiwania pozwoleń i przygotowania inwestycji, jak również rozwój zaplecza przemysłowego offshore wind, w tym budowę fabryk oraz tworzenie instrumentów finan-

In the long term, the decommissioning phase of installations – including dismantling, transport, and recycling of components – will also be a key element of the value chain, opening new opportunities for the development of the circular economy industry.

Analyses indicate that the share of domestic industry (local content) could reach a significant level in all phases of offshore wind project implementation. In the operational phase, this potential is estimated at 40–50%, while in the construction phase at 30–40%, with the highest share in the power infrastructure segments. However, realizing this potential requires coordinated efforts in industrial policy, investment, and skills development.

Systemic proposals to increase the domestic component

The results confirm that the scale and sustainability of economic effects depend significantly on the continuity of investment implementation and the predictability of the regulatory environment. A stable development path for the sector enables companies to make long-term investment decisions, including those regarding the expansion of production capacity, workforce development, and the location of operations in Poland. In this context, the Ministry of Energy (MEW) can serve as one of the key pillars of the energy transition, while simultaneously supporting the development of domestic industry, the labor market, and public finance sector revenues.

The sector's economic potential is so great that adopting a strategy for the development of offshore wind energy as a government document is a significant step toward formalizing it and ensuring support at the national level. Such a document would establish the organizational and regulatory framework necessary to implement projects in this field and ensure their compliance with EU standards and priorities, such as self-sufficiency in the supply of clean energy technologies. By adopting this strategy, Poland could effectively manage the implementation of projects offshore wind, harmonizing them with national law and setting goals in areas such as supply chain development, streamlining administrative procedures, and support for domestic enterprises. Incorporating the strategy into official state policy would elevate its status, enable more effective use of public and EU funds, and increase the Polish industry's chances of establishing a presence in the European wind energy supply chain.

It is crucial to adopt a strategic approach and make all stakeholders aware that the offshore wind energy investment program is a national priority. Such an approach can accelerate both the permitting process and investment preparation, as well as the development of the offshore wind industrial base, including the construction of factories and the creation of financing instruments and grant programs.

sowania i programów grantowych. Bardzo jasna ścieżka budowy krajowych farm wiatrowych może zapewnić krajowym firmom nawet do 40% udziału w łańcuchu dostaw. Należy zapewnić wiarygodną i dobrze rozłożoną w czasie ciągłość popytu w Polsce dla inwestycji w MFW poprzez efektywny program przyznawania wsparcia dla MFW w kolejnych latach – ciągłość popytu to jedna z najważniejszych zachęt inwestycyjnych. Istotne jest również promowanie współpracy pomiędzy polskimi przedsiębiorstwami, co może zwiększyć pewność realizacji długoterminowych kontraktów o wysokiej wartości. Dzięki tworzeniu silnych konsorcjów i partnerstw polskie przedsiębiorstwa będą w stanie lepiej konkurować na międzynarodowym rynku offshore wind oraz realizować złożone projekty o dużej skali. Współpraca między przedsiębiorstwami umożliwia dzielenie zasobów, wiedzy i doświadczeń, co prowadzi do zwiększenia efektywności operacyjnej, redukcji kosztów oraz minimalizacji ryzyka realizacji projektów, a w efekcie wzmocnienia regionalnych łańcuchów dostaw.

Ważnym elementem pozostaje także maksymalizacja długoterminowych korzyści wynikających z inwestycji zagranicznych dla krajowej gospodarki i przemysłu.

Zachęcanie głównych dostawców z kategorii Tier 1 w poszczególnych komponentach do lokowania przynajmniej części swoich zakładów w Polsce będzie jedynie pierwszym krokiem.

Niezbędne jest przyjęcie rozwiązania systemowego i podejście strategiczne, a więc uświadomienie wszystkim interesariuszom, że program inwestycyjny w MEW to krajowy priorytet, który wesprze przyspieszenie wszystkich procesów wokół przemysłu offshore wind – zarówno procesu uzyskiwania pozwoleń i przygotowania inwestycji, jak i budowy fabryk czy powołania instrumentów finansowania i programów grantowych.

5 Mechanizmy wsparcia publicznego dla inwestycji w łańcuch dostaw

Pomoc publiczna na inwestycje przedsiębiorstw w OZE

Inwestycje w odnawialne źródła energii (OZE), w tym instalacje wiatrowe, charakteryzują się szeregiem wyzwań, w szczególności w zakresie ich finansowania. Pomoc publiczna w postaci m.in. dotacji, pożyczek, ulg podatkowych czy zwolnień ma na celu zmniejszenie tych barier, umożliwiając szersze wdrażanie OZE. System wsparcia publicznego dla wdrażania OZE, w tym instalacji wiatrowych, jest dość skomplikowany, lecz jednocześnie oferuje wiele możliwości. W ramach jednego instrumentu – szczególnie w przypadku programów finansowanych ze środków unijnych – zaplanowane są odmienne nabory (konkursy).

A very clear path for the construction of domestic wind farms could ensure that domestic companies secure up to a 40% share in the supply chain. It is essential to ensure reliable and well-spaced continuity of demand in Poland for investments in offshore wind farms through an effective program for granting support for offshore wind in the coming years – continuity of demand is one of the most important investment incentives. It is also important to promote cooperation among Polish companies, which can increase the certainty of executing high-value, long-term contracts. By forming strong consortia and partnerships, Polish companies will be able to better compete in the international offshore wind market and execute complex, large-scale projects. Cooperation between companies enables the sharing of resources, knowledge, and experience, which leads to increased operational efficiency, cost reduction, and minimization of project implementation risks, and ultimately strengthens regional supply chains.

Another key element is maximizing the long-term benefits of foreign investment for the domestic economy and industry.

Encouraging major Tier 1 suppliers of specific components to locate at least part of their facilities in Poland will be only the first step.

It is essential to adopt a systemic solution and a strategic approach, thereby making all stakeholders aware that the investment program in the MEW is a national priority that will support the acceleration of all processes related to the offshore wind industry – including the permitting process and investment preparation, as well as the construction of factories and the establishment of financing instruments and grant programs.

Public support mechanisms for investments in the supply chain

Public aid for corporate investments in renewable energy

Investments in renewable energy sources (RES), including wind power installations, face a number of challenges, particularly regarding financing. Public aid in the form of grants, loans, tax credits, or exemptions aims to reduce these barriers, enabling broader implementation of RES. The public support system for the implementation of RES, including wind power installations, is quite complex, yet it offers many opportunities. Within a single instrument – particularly in the case of programs funded by EU funds – different calls for proposals (competitions) are planned.

Kategorie beneficjentów pomocy publicznej w obszarze OZE

W odniesieniu do istniejącej w Polsce pomocy publicznej związanej inwestycjami w OZE wyróżnić możemy pięć grup docelowych wsparcia:

- uczestnicy łańcucha dostaw OZE,
- producenci energii,
- operatorzy systemów dystrybucyjnych energii oraz zarządcy infrastruktury energetycznej,
- osoby fizyczne inwestujące w OZE na własne potrzeby,
- podmioty inwestujące w OZE na własne potrzeby.

Dostępność i wysokość wsparcia często są uzależnione nie tylko od rodzaju przedsięwzięcia, lecz również od rodzaju beneficjenta, np. jego statusu jako operatora systemów energetycznych, przedsiębiorstwa, osoby fizycznej itd. Pomoc uzależniona bywa od lokalizacji inwestycji (nie tylko regionalnej, ale również *onshore/offshore*), a w przypadku przedsiębiorstw od ich wielkości w rozumieniu przepisów o pomocy publicznej (mikro-, małe, średnie, small mid-cap, mid-cap, duże przedsiębiorstwo).

Główne źródła pomocy publicznej dla energetyki wiatrowej

Energetyka wiatrowa może liczyć na wsparcie publiczne m.in. z następujących źródeł:

■ System wsparcia dla morskiej energetyki wiatrowej w Polsce (około 44,6 mld euro¹⁶⁵)

Model wsparcia dla morskiej energetyki wiatrowej oparty jest na kontrakcie różnicowym – wytwórcy energii mogą otrzymać pokrycie ujemnego salda, czyli różnicy między rynkową ceną energii a kosztem jej wytwarzania. Wsparcie udzielane maksymalnie na okres 25 lat. Według założeń programu do 2040 r. mają zostać wybudowane morskie farmy wiatrowe o mocy do 11 GW, które będą odpowiadać za prawie 20% generowanej krajowej energii elektrycznej.

■ Aukcyjny system wsparcia dla wytwórców energii z odnawialnych źródeł energii (około 153 mld zł¹⁶⁶)

Aukcje organizowane przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wyłaniają producentów energii z OZE oferujących najniższą cenę sprzedaży. Zwycięzca otrzymuje wsparcie w postaci gwarantowanej dopłaty do ceny sprzedaży energii na okres 15 lat (jednak nie dłużej niż do 30 czerwca 2039 r.), która podlega waloryzacji o poziom inflacji. Kwota dopłaty stanowi różnicę pomiędzy ceną sprzedaży netto a kwotą dotacji wygranej na aukcji, zwycięzcy aukcji uzyskują zatem gwarancję stałego przychodu przez 15 lat, co sprzyja rozwojowi OZE, stabilizacji rynku energetycznego oraz realizacji celów klimatycznych kraju.

¹⁶⁵ *Ibidem*.

¹⁶⁶ Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Załącznik 5. do aKPEiK *Finansowanie transformacji klimatyczno-energetycznej*, <https://www.gov.pl/attachment/4ce10076-905e-4665-b066-9e2beedf4d13> (dostęp: 30.03.2026).

Categories of beneficiaries of public aid in the area of RES

With regard to existing public aid in Poland related to investments in RES, we can identify five target groups for support:

- participants in the renewable energy supply chain,
- energy producers,
- energy distribution system operators and energy infrastructure managers,
- individuals investing in renewable energy for their own needs,
- entities investing in renewable energy for their own needs.

The availability and amount of support often depend not only on the type of project but also on the type of beneficiary, e.g., their status as an energy system operator, a business, an individual, etc. Support may depend on the location of the investment (not only regional, but also *onshore/offshore*), and in the case of enterprises, on their size as defined by state aid regulations (micro, small, medium, small mid-cap, mid-cap, large enterprise).

Main sources of public aid for the wind energy sector

The wind energy sector can count on public support from the following sources, among others:

■ Support system for offshore wind energy in Poland (approximately 44.6 billion euros¹⁶⁵)

The support model for offshore wind energy is based on a contract for difference – energy producers can receive compensation for the negative balance, i.e., the difference between the market price of energy and the cost of its production. Support is provided for a maximum period of 25 years. According to the program's objectives, offshore wind farms with a capacity of up to 11 GW are to be built by 2040, accounting for nearly 20% of the country's electricity generation.

■ Auction-based support system for renewable energy producers (approximately PLN 153 billion¹⁶⁶)

Auctions organized by the President of the Energy Regulatory Office select renewable energy producers offering the lowest selling price. The winner receives support in the form of a guaranteed subsidy on the energy selling price for a period of 15 years (but no longer than until June 30, 2039), which is adjusted for inflation. The subsidy amount is the difference between the net selling price and the subsidy amount won at the auction; auction winners are thus guaranteed a steady income for 15 years, which promotes the development of renewable energy, stabilizes the energy market, and supports the country's climate goals.

¹⁶⁵ *Ibidem*.

¹⁶⁶ Ministry of Climate and Environment, Annex 5 to aKPEiK *Financing the Climate and Energy Transition*, <https://www.gov.pl/attachment/4ce10076-905e-4665-b066-9e2beedf4d13> (accessed: March 30, 2026).

■ **KPO – Krajowy Plan Odbudowy i Zwiększania Odporności (około 268 mld zł)**

Poprzez system dotacji i pożyczek wspiera energetykę wiatrową w Polsce w postaci inwestycji w nowe farmy wiatrowe, modernizację istniejących, niezbędną infrastrukturę, w tym magazyny energii. Wzmacnia rozwój infrastruktury sieciowej, umożliwiającej lepszą integrację energii wiatrowej z systemem elektroenergetycznym. Około 78% budżetu KPO – ponad 200 mld zł – przeznaczone jest na cele proekologiczne, w tym na cele klimatyczne, czyli na obniżenie emisji netto gazów cieplarnianych.

■ **FEniKS – Program Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat i Środowisko 2021–2027 (około 135 mld zł)**

Wsparcie rozwoju sektora energetycznego w kierunku zwiększenia odporności oraz bardziej przyjaznej dla środowiska, niskoemisyjnej (przechodzącej w kierunku zeroemisyjnej) gospodarki.

Pomoc o wartości około 67 mld zł przekazywana jest w postaci dotacji i pożyczek, ma inkubować powstawanie nowych źródeł energii odnawialnej (lub rozbudowy i modernizacji istniejących), a także sprzyjać rozwojowi inteligentnych systemów i sieci energetycznych oraz systemów magazynowania energii poza transeuropejską siecią energetyczną (TEN-E). Wspierana jest też budowa, rozbudowa lub modernizacja linii elektroenergetycznych na wszystkich poziomach napięć. Zgodnie z założeniami finansowane projekty muszą służyć integracji OZE z siecią elektroenergetyczną.

■ **Fundusz Modernizacyjny (około 60 mld zł)**

Wspiera energetykę wiatrową poprzez finansowanie inwestycji w odnawialne źródła energii, modernizację sieci energetycznych i rozwój magazynowania energii. Środki Funduszu, pochodzące ze sprzedaży uprawnień do emisji CO₂ w ramach unijnego systemu handlu emisjami (tzw. EU-ETS) i dystrybuowane w postaci dotacji i pożyczek, umożliwiają też poprawę efektywności energetycznej oraz sprawiedliwą transformację regionów węglowych. Dzięki temu Fundusz przyczynia się do rozwoju morskich i lądowych farm wiatrowych oraz integracji wytwarzanej przez nie energii z systemem elektroenergetycznym. Operatorem Funduszu w Polsce jest Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, który rozdysponowuje środki w ramach swoich Programów.

Wsparcie wyłącznie dla instalacji offshore wind

1. System wsparcia dla morskiej energetyki wiatrowej w Polsce (finansowanie: opłaty OZE)

- Wsparcie dla producentów energii wytwarzanej przez morskie farmy wiatrowe
- Forma wsparcia: dwustronny kontrakt różnicowy

■ **NRP – National Recovery and Resilience Plan (approximately PLN 268 billion)**

Through a system of grants and loans, it supports the wind energy sector in Poland by funding investments in new wind farms, the modernization of existing ones, and essential infrastructure, including energy storage facilities. It strengthens the development of grid infrastructure, enabling better integration of wind energy into the power system. Approximately 78% of the KPO budget – over PLN 200 billion – is allocated to environmental objectives, including climate goals, namely reducing net greenhouse gas emissions.

■ **FEniKS – European Funds for Infrastructure, Climate, and Environment Program 2021–2027 (approximately PLN 135 billion)**

Supporting the development of the energy sector toward greater resilience and a more environmentally friendly, low-carbon (and transitioning toward zero-carbon) economy.

Assistance worth approximately PLN 67 billion is provided in the form of grants and loans, intended to foster the creation of new renewable energy sources (or the expansion and modernization of existing ones), as well as to promote the development of smart energy systems and grids and energy storage systems outside the Trans-European Energy Network (TEN-E). Support is also provided for the construction, expansion, or modernization of power lines at all voltage levels. According to the guidelines, funded projects must serve to integrate renewable energy sources into the power grid.

■ **Modernization Fund (approximately PLN 60 billion)**

It supports the wind energy sector by financing investments in renewable energy sources, the modernization of power grids, and the development of energy storage. The Fund's resources, derived from the sale of CO₂ emission allowances under the EU Emissions Trading System (EU-ETS) and distributed in the form of grants and loans, also enable improved energy efficiency and the just transition of coal-dependent regions. As a result, the Fund contributes to the development of offshore and onshore wind farms and the integration of the energy they generate into the power grid. The Fund's operator in Poland is the National Fund for Environmental Protection and Water Management, which allocates funds through its Programs.

Support exclusively for offshore wind installations

1. Support system for offshore wind energy in Poland (funding: RES fees)

- Support for producers of energy generated by offshore wind farms
- Form of support: bilateral contract for difference

- Alokacja: 44,6 mld euro¹⁶⁷
- Okres wsparcia: 25 lat od pierwszego wprowadzenia do sieci energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej

2. Fundusz Morskiej Energetyki Wiatrowej – MEW (finansowanie: KPO)

- Wsparcie dla budowy morskich farm wiatrowych
- Forma wsparcia: pożyczki
- Alokacja: około 2,2 mld euro
- Umowy pożyczki zawierane będą do końca sierpnia 2026 r.

Wsparcie dla projektów energetyki wiatrowej – dotacje/pożyczki

3. Krajowy Plan Odbudowy i Zwiększania Odporności

- Wsparcie dla inwestycji w produkcję energii odnawialnej oraz infrastrukturę elektroenergetyczną
- Główne formy wsparcia: pożyczki i dotacje
- Alokacja: około 268 mld zł, z czego około 200 mld zł przeznaczone jest na cele związane z transformacją energetyczno-klimatyczną (wraz z Funduszem MEW), w tym Fundusz Wsparcia Energetyki: około 70 mld zł
- Okres wsparcia: do 2026 r.

4. Program Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat i Środowisko 2021–2027

- Wsparcie budowy nowych OZE (lub rozbudowy i modernizacji istniejących), rozwój sieci energetycznych oraz systemów magazynowania
- Główne formy wsparcia: pożyczki i dotacje
- Alokacja: około 135 mld zł (około 67 mld zł na potrzeby energetyki i środowiska)
- Okres wsparcia: maksymalnie do 2029 r.

5. Program Fundusze Europejskie dla Nowoczesnej Gospodarki 2021–2027 (FENG)

- Wsparcie dla prac badawczo-rozwojowych, m.in. w obszarze innowacji energetycznych i/lub wdrożenia ich efektów
- Główne formy wsparcia: pożyczki i dotacje
- Alokacja: około 43 mld zł
- Okres wsparcia: maksymalnie do 2029 r.

¹⁶⁷ Ibidem.

- Allocation: 44.6 billion euros¹⁶⁷
- Support period: 25 years from the first feed-in of electricity generated by an offshore wind farm

2. Offshore Wind Energy Fund – MEW (funding: National Reconstruction Plan)

- Support for the construction of offshore wind farms
- Form of support: loans
- Allocation: approximately €2.2 billion
- Loan agreements will be concluded by the end of August 2026

Support for wind energy projects – grants/loans

3. National Recovery and Resilience Plan

- Support for investments in renewable energy production and power infrastructure
- Main forms of support: loans and grants
- Allocation: approximately PLN 268 billion, of which approximately PLN 200 billion is earmarked for energy and climate transition objectives (including the MEW Fund), including the Energy Support Fund: approximately PLN 70 billion
- Support period: through 2026

European Funds for Infrastructure, Climate, and Environment Program 2021–2027

- Support for the construction of new renewable energy sources (or the expansion and modernization of existing ones), the development of energy grids, and storage systems
- Main forms of support: loans and grants
- Allocation: approximately PLN 135 billion (approximately PLN 67 billion for energy and the environment)
- Support period: through 2029

5. European Funds for a Modern Economy Program 2021–2027 (FENG)

- Support for research and development, including in the area of energy innovations and/or the implementation of their results
- Main forms of support: loans and grants
- Allocation: approximately PLN 43 billion
- Support period: through 2029

¹⁶⁷ Ibidem.

6. Plan Strategiczny Wspólnej Polityki Rolnej 2023–2027

- Wsparcie budowy nowych OZE (lub rozbudowy i modernizacji istniejących) na terenach wiejskich
- Główne formy wsparcia: dotacje
- Alokacja: 4,2 mld zł¹⁶⁸
- Okres wsparcia: maksymalnie do 2029 r.

7. Program Fundusze Europejskie dla Polski Wschodniej 2021–2027

- Wsparcie rozwoju inteligentnych sieci elektroenergetycznych, m.in. w celu zwiększenia możliwości przyłączenia OZE na terenie województw: warmińsko-mazurskiego, podlaskiego, lubelskiego, świętokrzyskiego, podkarpackiego oraz mazowieckiego (z wyłączeniem Warszawy i otaczających ją powiatów)
- Główne formy wsparcia: pożyczki i dotacje
- Alokacja: około 13,4 mld zł
- Okres wsparcia: maksymalnie do 2029 r.

8. Programy Fundusze Europejskie dla regionów 2021–2027

- Wsparcie rozwoju OZE, sieci elektroenergetycznych na terenie 16 województw (każde województwo posiada i zarządza samodzielnie przeznaczoną dla niego alokacją)
- Główne formy wsparcia: pożyczki i dotacje
- Alokacja: około 18 mld zł¹⁶⁹
- Okres wsparcia: maksymalnie do 2029 r.

9. Fundusz Modernizacyjny (finansowanie: środki ze sprzedaży uprawnień do emisji CO₂ w ramach unijnego systemu handlu emisjami, tzw. EU-ETS)

- Wsparcie produkcji i wykorzystywanie OZE (w tym ogrzewania i chłodzenia z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii), magazynowania energii i modernizacji sieci energetycznych
- Główne formy wsparcia: pożyczki, dotacje, wejścia kapitałowe
- Alokacja: około 60 mld zł (szacunek)
- Okres wsparcia: do 2030 r.

10. Społeczny Fundusz Klimatyczny (finansowanie: środki ze sprzedaży uprawnień do emisji GHG w ramach ETS2 i ETS)

- Wsparcie inwestycji ograniczających zużycie paliw kopalnych oraz adaptacji niskoemisyjnych technologii
- Forma wsparcia: w opracowaniu
- Alokacja: 15,25 mld euro
- Okres wsparcia: 2026–2032 r. (do wdrożenia)

¹⁶⁸ *Ibidem.*

¹⁶⁹ *Ibidem.*

6. Strategic Plan for the Common Agricultural Policy 2023–2027

- Support for the construction of new renewable energy facilities (or the expansion and modernization of existing ones) in rural areas
- Main forms of support: grants
- Allocation: PLN 4.2 billion¹⁶⁸
- Support period: until 2029 at the latest

7. European Funds for Eastern Poland Program 2021–2027

- Support for the development of smart power grids, including to increase the capacity for connecting renewable energy sources in the following provinces: Warmińsko-Mazurskie, Podlaskie, Lubelskie, Świętokrzyskie, Podkarpackie, and Mazowieckie (excluding Warsaw and the surrounding counties)
- Main forms of support: loans and grants
- Allocation: approximately PLN 13.4 billion
- Support period: until 2029 at the latest

8. European Funds for Regions Programs 2021–2027

- Support for the development of renewable energy sources and power grids in 16 provinces (each province independently manages the allocation designated for it)
- Main forms of support: loans and grants
- Allocation: approximately PLN 18 billion¹⁶⁹
- Support period: until 2029 at the latest

9. Modernization Fund (financing: proceeds from the sale of CO₂ emission allowances under the EU Emissions Trading System, the so-called EU-ETS)

- Support for the production and use of renewable energy (including heating and cooling using renewable energy sources), energy storage, and the modernization of power grids
- Main forms of support: loans, grants, equity investments
- Allocation: approximately PLN 60 billion (estimate)
- Support period: through 2030

10. Social Climate Fund (funding: proceeds from the sale of GHG emission allowances under ETS2 and ETS)

- Support for investments reducing fossil fuel consumption and the adoption of low-carbon technologies
- Form of support: under development
- Allocation: €15.25 billion
- Support period: 2026–2032 (to be implemented)

¹⁶⁸ *Ibidem.*

¹⁶⁹ *Ibidem.*

11. Program Zielona Transformacja (finansowanie: Mechanizm Finansowy Europejskiego Obszaru Gospodarczego 2021–2028 i Norweski Mechanizm Finansowy)

- Wsparcie rozwoju odnawialnych źródeł energii
- Forma wsparcia: w opracowaniu
- Alokacja: 925 mln euro
- Okres wsparcia: 2025–2031 r.

12. PFR Green Hub (finansowanie: Polski Fundusz Rozwoju S.A., PFR Ventures Sp. z o.o.)

- Wsparcie projektów i inwestycji z obszaru OZE
- Forma wsparcia: bezpośrednie finansowanie kapitałowe i dłużne (na warunkach rynkowych) przeznaczone dla instytucji, samorządów, przedsiębiorców oraz pośrednie poprzez inne fundusze współpracujące z PFR Ventures
- Alokacja: 4,55 mld zł
- Okres wsparcia: od 2024 r. do wyczerpania środków

13. Strategiczny Program Badań Naukowych i Prac Rozwojowych pn. „Nowe Technologie w zakresie Energii” (finansowanie: dotacja celowa budżetu państwa)

- Wsparcie projektów badawczo-rozwojowych (m.in. z obszaru Inteligentna farma wiatrowa, Rozwój technologii utylizacji lub recyklingu komponentów elektrowni wiatrowych, Pierwsza pływająca turbina wiatrowa na Bałtyku i Technologie służące budowie Morskich Farm Wiatrowych) do osiągnięcia co najmniej ósmego poziomu gotowości technologicznej (TRL 8)
- Forma wsparcia: dotacje
- Alokacja: 800 mln zł
- Okres wsparcia: do 2036 r. z możliwością przedłużenia

Wsparcie dla projektów energetyki wiatrowej w ramach programów Komisji Europejskiej

14. Fundusz Innowacyjny (finansowanie: dochody unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji)

- Wsparcie inwestycji w innowacyjne technologie nowej generacji potrzebne do transformacji energetycznej UE, w tym z zakresu innowacyjnych technologii wytwarzania OZE i magazynowania energii
- Forma wsparcia: dotacje
- Alokacja: około 40 mld zł
- Okres wsparcia: do 2030 r.

11. Green Transition Program (funding: European Economic Area Financial Mechanism 2021–2028 and Norwegian Financial Mechanism)

- Support for the development of renewable energy sources
- Form of support: under development
- Allocation: €925 million
- Support period: 2025–2031

12. PFR Green Hub (funding: Polish Development Fund S.A., PFR Ventures Sp. z o.o.)

- Support for renewable energy projects and investments
- Form of support: direct equity and debt financing (on market terms) for institutions, local governments, and entrepreneurs, as well as indirect support through other funds cooperating with PFR Ventures
- Allocation: PLN 4.55 billion
- Support period: from 2024 until funds are exhausted

13. Strategic Program for Scientific Research and Development titled “New Technologies in the Field of Energy” (funding: targeted state budget grant)

- Support for research and development projects (including in the areas of Smart Wind Farms, Development of technologies for the disposal or recycling of wind turbine components, The First Floating Wind Turbine in the Baltic Sea, and Technologies for the Construction of Offshore Wind Farms) to achieve at least Technology Readiness Level 8 (TRL 8)
- Form of support: grants
- Allocation: PLN 800 million
- Support period: until 2036, with the possibility of extension

Support for wind energy projects under European Commission programs

14. Innovation Fund (funding: revenues from the EU Emissions Trading System)

- Support for investments in innovative next-generation technologies needed for the EU’s energy transition, including innovative renewable energy generation and energy storage technologies
- Form of support: grants
- Allocation: approximately PLN 40 billion
- Support period: until 2030

15. Program Łącząc Europę – Energia

- Wsparcie dla rozwoju transeuropejskich sieci energetycznych, ze szczególnym uwzględnieniem transgranicznych projektów w zakresie energii odnawialnej
- Forma wsparcia: dotacje
- Alokacja: 5,38 mld euro
- Okres wsparcia: do 2029 r.

16. Program Ramowy Horyzont Europa

- Wsparcie projektów badawczo-rozwojowych i innowacji; w ramach działań Kłaster 5. „Klimat, energia, transport” finansowane będą badania i innowacje dotyczące w szczególności odnawialnych źródeł energii, systemów energetycznych, sieci i magazynowania energii
- Forma wsparcia: dotacje/pożyczki
- Alokacja: około 95 mld euro
- Okres wsparcia: do 2029 r.

Wsparcie dla projektów energetyki wiatrowej – zwolnienia, dopłaty, ulgi podatkowe

17. Aukcyjny system wsparcia dla wytwórców energii z odnawialnych źródeł energii (finansowanie: opłata OZE)

- Wsparcie w postaci gwarantowanej dopłaty do ceny sprzedaży energii – kwota dopłaty stanowi różnicę pomiędzy ceną sprzedaży netto a kwotą dotacji wygranej na aukcji
- Alokacja: 152,97 mld zł¹⁷⁰ (szacunek)
- Okres wsparcia: od 2016 r. do 30 czerwca 2039 r.
- Gwarantowana dopłata do ceny sprzedaży energii na okres 15 lat

18. System Świadectw Pochodzenia

- System niezależny od mechanizmów dofinansowań. Podmioty uczestniczące otrzymują świadectwa pochodzenia za wytworzoną energię elektryczną z OZE, tzw. zielone lub błękitne certyfikaty, które mogą zostać sprzedane za pośrednictwem Towarowej Giełdy Energii i podlegają tam dalszemu obrotowi
- Alokacja: od 2024 do 2031 r. przewiduje się od 1,5 mld do około 20,5 mld zł¹⁷¹
- Okres wsparcia: ostatnie instalacje weszły do systemu w 2016 r. i okres wsparcia dla nich zakończy się w 2031 r.

19. System Gwarancji Pochodzenia

- System niezależny od mechanizmów dofinansowań. Opiera się na obrocie handlowym gwarancjami pochodzenia,

15. Connecting Europe Program – Energy

- Support for the development of trans-European energy networks, with a particular focus on cross-border renewable energy projects
- Form of support: grants
- Allocation: €5.38 billion
- Support period: until 2029

16. Horizon Europe Framework Program

- Support for research, development, and innovation projects; under Cluster 5 “Climate, Energy, Transport,” research and innovation will be funded, particularly regarding renewable energy sources, energy systems, networks, and energy storage
- Form of support: grants/loans
- Allocation: approximately €95 billion
- Support period: through 2029

Support for wind energy projects – exemptions, subsidies, tax breaks

17. Auction-based support system for renewable energy producers (funding: RES levy)

- Support in the form of a guaranteed subsidy to the energy sales price – the subsidy amount is the difference between the net sales price and the subsidy amount won at auction
- Allocation: PLN 152.97 billion¹⁷⁰ (estimate)
- Support period: from 2016 to June 30, 2039
- Guaranteed subsidy for the energy sales price for a period of 15 years

18. Certificate of Origin System

- A system independent of subsidy mechanisms. Participating entities receive certificates of origin for electricity generated from RES, so-called green or blue certificates, which can be sold through the Polish Power Exchange and are subject to further trading there
- Allocation: from 2024 to 2031, the amount is projected to range from PLN 1.5 billion to approximately PLN 20.5 billion¹⁷¹
- Support period: The last installations entered the system in 2016, and the support period for them will end in 2031.

19. Guarantee of Origin System

- A system independent of subsidy mechanisms. It is based on the commercial trading of guarantees of origin,

¹⁷⁰ *Ibidem.*

¹⁷¹ Wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z 15 kwietnia 2026 r., sygn. akt II OSK 7/26, <https://www.prawo.pl/biznes/nsa-zintegrowane-plany-inwestycyjne-wiatraki,1543030.html>

¹⁷⁰ *Ibidem.*

¹⁷¹ Wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z 15 kwietnia 2026 r., sygn. akt II OSK 7/26, <https://www.prawo.pl/biznes/nsa-zintegrowane-plany-inwestycyjne-wiatraki,1543030.html>

poświadczającym odbiorcy końcowemu, że określona w tym dokumencie ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci została wytworzona z OZE. Gwarancje pochodzenia są instrumentem obrotu w Europie i na świecie

- Okres wsparcia: wdrożony

20. Opłata zastępcza – białe certyfikaty

- Opłata zastępcza jest wykorzystywana jako mechanizm rekompensujący brak realizacji wymagań dotyczących białych certyfikatów. Opłata ta jest ustalana na podstawie określonej stawki i jest wypłacana do odpowiedniego funduszu lub systemu, który następnie może finansować projekty związane z efektywnością energetyczną lub produkcją energii odnawialnej
- Okres wsparcia: wdrożona

21. Przeznaczone dla klastrów energii i spółdzielni energetycznych systemy wsparcia w ramach ustawy o odnawialnych źródłach energii

- Zwolnienie energii elektrycznej zużywanej przez członków klastra z opłaty OZE oraz z obowiązku umarzania świadectw pochodzenia. Obniżenie kosztów usług dystrybucji w zależności od ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii
- Okres wsparcia: 2024–2029 (klastry energii); 2024 – kolejne lata (spółdzielnie energetyczne)
- Alokacja: 4, 546 mld zł do 2029 r.

22. Zwolnienie od akcyzy dla energii elektrycznej

- Zwolnienie od akcyzy energii elektrycznej z OZE na podstawie dokumentu potwierdzającego umorzenie świadectwa pochodzenia energii
- Okres wsparcia: wdrożone

23. Ulgi ustawowe w podatkach samorządowych

- Obniżona stawka podatku od nieruchomości dla gruntów, przez które przebiegają urządzenia wchodzące w skład przedsiębiorstwa prowadzącego działalność w zakresie przesyłania lub dystrybucji płynów, pary, gazów lub energii elektrycznej oraz gazów
- Okres wsparcia: wdrożone

24. Ulgi ustawowe w podatkach samorządowych – rolnicy

- Ulga inwestycyjna dla podatników podatku rolnego z tytułu wydatków poniesionych na budowę lub modernizację obiektów służących ochronie środowiska oraz na zakup i zainstalowanie urządzeń do wykorzystywania na cele produkcyjne naturalnych źródeł energii (wiatru, biogazu, słońca, spadku wód)
- Okres wsparcia: wdrożone

certifying to the end consumer that the amount of electricity fed into the grid specified in the document was generated from renewable energy sources. Guarantees of origin are a trading instrument in Europe and worldwide

- Support period: implemented

20. Substitute Fee – White Certificates

- The substitution fee is used as a mechanism to compensate for the failure to meet white certificate requirements. This fee is determined based on a specific rate and is paid into a designated fund or system, which can then finance projects related to energy efficiency or renewable energy production
- Support period: implemented

21. Support schemes under the Renewable Energy Sources Act intended for energy clusters and energy cooperatives

- Exemption of electricity consumed by cluster members from the RES fee and from the obligation to redeem certificates of origin. Reduction of distribution service costs depending on the amount of electricity generated from renewable energy sources
- Support period: 2024–2029 (energy clusters); 2024 – subsequent years (energy cooperatives)
- Allocation: PLN 4.546 billion by 2029

22. Excise tax exemption for electricity

- Exemption from excise tax on electricity from renewable energy sources based on a document confirming the cancellation of the certificate of origin
- Support period: implemented

23. Statutory relief on local taxes

- Reduced property tax rate for land traversed by equipment belonging to an enterprise engaged in the transmission or distribution of liquids, steam, gases, or electricity and gases
- Support period: implemented

24. Statutory local tax reliefs – farmers

- Investment relief for agricultural tax payers for expenses incurred for the construction or modernization of facilities serving environmental protection and for the purchase and installation of equipment for the production-related use of natural energy sources (wind, biogas, solar, and hydropower)
- Support period: implemented

Trwają prace nad przygotowaniem narzędzi wsparcia na podstawie Clean Industrial State Aid Framework (CISAF) oraz w ramach Społecznego Funduszu Klimatycznego.

CISAF to nowe ramy pomocy państwa przyjęte przez Komisję Europejską w celu wsparcia realizacji Paktu dla czystego przemysłu. Określają one, na jakich zasadach państwa UE mogą udzielać wsparcia publicznego (m.in. dotacje, ulgi podatkowe, gwarancje, finansowanie inwestycji), tak aby przyspieszyć rozwój czystej energii, dekarbonizację przemysłu i produkcję technologii neutralnych klimatycznie, bez zakłócania konkurencji na rynku wewnętrznym. Ramy obowiązują do 2030 r. i zastępują wcześniejsze regulacje kryzysowe (TCTF), zapewniając większą stabilność inwestycyjną. Upraszczają zasady w kluczowych obszarach, takich jak rozwój OZE i paliw niskoemisyjnych, wsparcie dla przemysłu energochłonnego, modernizacja istniejących zakładów oraz rozwój produkcji czystych technologii i surowców krytycznych.

Społeczny Fundusz Klimatyczny (2026–2032), z budżetem około 65 mld euro, został ustanowiony w ramach pakietu „Fit for 55”, którego celem będzie łagodzenie społecznych skutków transformacji energetycznej, w szczególności w związku z objęciem budynków i transportu systemem ETS2. W praktyce będzie wspierał inwestycje oraz działania ograniczające koszty energii i transportu dla najbardziej wrażliwych odbiorców. Polska ma być największym beneficjentem funduszu – może otrzymać około 11,4 mld euro środków unijnych, które wraz z wkładem krajowym przekroczą 15 mld euro. Fundusz będzie finansował przede wszystkim inwestycje o trwałym efekcie, takie jak termomodernizacja budynków, wymiana źródeł ciepła, rozwój OZE, poprawa efektywności energetycznej oraz dostęp do zero- i niskoemisyjnego transportu i infrastruktury (np. transport publiczny, pojazdy, ładowarki). Istotnym celem będzie ograniczenie zużycia energii i trwałe obniżenie kosztów dla odbiorców. Możliwe będzie również tymczasowe wsparcie bezpośrednie (dopłaty) dla gospodarstw domowych i użytkowników transportu, jednak będzie ono ograniczone (do maks. 37,5% budżetu) i uzupełniające wobec inwestycji.

Wsparcie publiczne jest ważne dla rozwoju odnawialnych źródeł energii, ponieważ: redukuje bariery finansowe dla zarówno małych inwestorów, jak i dużych przedsiębiorstw, zmniejsza ryzyko inwestycyjne związane z niepewnością regulacyjną i rynkową, wspiera modernizację infrastruktury niezbędnej do integracji OZE w systemie energetycznym, przyspiesza transformację na bardziej zrównoważony i ekologiczny system energetyczny, co jest korzystne zarówno z perspektywy ekonomicznej, jak i środowiskowej. Pozwala to na zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii w miksie energetycznym, co stanowi zasadniczy krok dla redukcji emisji gazów cieplarnianych, poprawy bezpieczeństwa energetycznego i budowy gospodarki opartej na zielonych technologiach.

Work is underway to develop support tools based on the Clean Industrial State Aid Framework (CISAF) and under the Social Climate Fund.

CISAF is a new state aid framework adopted by the European Commission to support the implementation of the Clean Industry Pact. It sets out the rules under which EU countries may provide public support (including grants, tax breaks, guarantees, and investment financing) to accelerate the development of clean energy, the decarbonization of industry, and the production of climate-neutral technologies, without distorting competition in the internal market. The framework is in effect until 2030 and replaces earlier crisis regulations (TCTF), ensuring greater investment stability. It simplifies rules in key areas such as the development of renewable energy and low-carbon fuels, support for energy-intensive industries, the modernization of existing facilities, and the development of clean technologies and critical raw materials.

The Social Climate Fund (2026–2032), with a budget of approximately €65 billion, was established as part of the “Fit for 55” package, which aims to mitigate the social impacts of the energy transition, particularly in connection with the inclusion of buildings and transport in the ETS2 system. In practice, it will support investments and measures to reduce energy and transportation costs for the most vulnerable consumers. Poland is set to be the fund’s largest beneficiary – it may receive approximately €11.4 billion in EU funds, which, together with the national contribution, will exceed €15 billion. The fund will primarily finance investments with lasting effects, such as the thermal modernization of buildings, the replacement of heat sources, the development of renewable energy sources, the improvement of energy efficiency, and access to zero- and low-emission transport and infrastructure (e.g., public transport, vehicles, chargers). A key objective will be to reduce energy consumption and permanently lower costs for consumers. Temporary direct support (subsidies) for households and transport users will also be possible, but it will be limited (to a maximum of 37.5% of the budget) and complementary to investments.

Public support is important for the development of renewable energy sources because it reduces financial barriers for both small investors and large enterprises, mitigates investment risks associated with regulatory and market uncertainty, supports the modernization of infrastructure necessary for integrating RES into the energy system, and accelerates the transition to a more sustainable and environmentally friendly energy system, which is beneficial from both an economic and environmental perspective. This allows for an increase in the share of renewable energy sources in the energy mix, which is a crucial step toward reducing greenhouse gas emissions, improving energy security, and building an economy based on green technologies.

Wybrane nabory w 2026 r. dostępne dla projektów z zakresu instalacji wiatrowych

1. Przemysł energochłonny – OZE

Przeznaczenie: wsparcie inwestycji zmniejszających emisyjność energochłonnych branż polskiego przemysłu i dotyczących budowy lub przebudowy jednostek wytwórczych energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii wraz z magazynem energii bądź podłączeniem ich do sieci zakładowej i/lub dystrybucyjnej/przesyłowej.

Forma wsparcia: dofinansowanie w formie pożyczki preferencyjnej do 100% kosztów kwalifikowanych z możliwością 30% premii.

Termin naboru: 1.07.2026–30.09.2027

2. Wsparcie wykorzystania magazynów oraz innych urządzeń na cele stabilizacji sieci – program dla Operatorów Sieci Dystrybucyjnych

Przeznaczenie: wsparcie następujących działań:

- przygotowanie oraz dostosowanie sieci dystrybucyjnej do nowych warunków pracy (np. kompleksowa modernizacja, stacji i/lub rozdzielni na wszystkich poziomach napięcia itp.) pod warunkiem uzasadnienia niezbędności ich wykonania w związku z realizacją zadań wskazanych w pkt b) i c),
- budowa systemu magazynowania stanowiącego zintegrowany element sieci dystrybucyjnej (np. kontenery bateryjne, inwertery, magazyny mobilne, autotransformatory, transformatory, montaż modułów bateryjnych, systemy wspomagające) wraz z testami i odbiorami magazynów,
- budowa powiązań z siecią (sieć elektroenergetyczna oraz teleinformatyczna) i systemami OSD/OSP,
- konfiguracja i adaptacja magazynu (BMS, EMS, odzworowanie w systemach monitorujących, utworzenie zdalnego dostępu do urządzeń i/lub danych itp.).

Forma wsparcia: dotacja do 60% kosztów kwalifikowanych projektu.

Termin naboru: 1.04.2026–31.08.2026

3. Energia dla wsi

Przeznaczenie: wsparcie inwestycji dotyczących budowy: elektrowni wodnych, instalacji wytwarzania energii z biogazu rolniczego w warunkach wysokosprawnej kogeneracji, instalacji wiatrowych oraz instalacji fotowoltaicznych na terenie gmin wiejskich i wiejsko-miejskich.

Forma wsparcia: dofinansowanie w formie pożyczki preferencyjnej do 100% kosztów kwalifikowanych instalacji OZE oraz w formie dotacji do 40% kosztów kwalifikowanego magazynu energii.

Termin naboru: 1.10.2026–31.12.2026

Selected calls for proposals in 2026 available for wind power projects

1. Energy-intensive industry – RES

Purpose: to support investments that reduce the carbon footprint of energy-intensive sectors of Polish industry and involve the construction or retrofitting of electricity generation units using renewable energy sources, along with energy storage or their connection to the plant's internal grid and/or the distribution/transmission grid.

Form of support: funding in the form of a preferential loan covering up to 100% of eligible costs, with the possibility of a 30% bonus.

Application period: July 1, 2026–September 30, 2027

2. Support for the use of storage facilities and other equipment for grid stabilization purposes – program for Distribution System Operators

Purpose: support for the following activities:

- preparation and adaptation of the distribution network to new operating conditions (e.g., comprehensive modernization of substations and/or switchgear at all voltage levels, etc.), provided that the necessity of such work is justified in connection with the implementation of the tasks indicated in points b) and c),
- construction of a storage system constituting an integrated element of the distribution network (e.g., battery containers, inverters, mobile storage units, autotransformers, transformers, installation of battery modules, support systems) along with testing and acceptance of the storage facilities,
- construction of connections to the grid (power grid and telecommunications network) and DSO/TSO systems,
- configuration and adaptation of the storage facility (BMS, EMS, integration into monitoring systems, establishment of remote access to devices and/or data, etc.).

Form of support: a grant covering up to 60% of the project's eligible costs.

Application period: April 1, 2026–August 31, 2026

3. Energy for Rural Areas

Purpose: support for investments in the construction of hydroelectric power plants, installations for generating energy from agricultural biogas under high-efficiency cogeneration conditions, wind power installations, and photovoltaic installations in rural and rural-urban municipalities.

Form of support: financing in the form of a preferential loan covering up to 100% of eligible costs for renewable energy installations and in the form of a grant covering up to 40% of eligible costs for energy storage.

Application period: October 1, 2026–December 31, 2026

4. OZE – źródło ciepła dla ciepłownictwa

Przeznaczenie: wsparcie inwestycji dotyczących budowy: elektrowni wodnych, instalacji wytwarzania energii z biogazu rolniczego w warunkach wysokosprawnej kogeneracji, instalacji wiatrowych oraz instalacji fotowoltaicznych na terenie gmin wiejskich i wiejsko-miejskich.

Forma wsparcia: dofinansowanie w formie pożyczki preferencyjnej do 100% kosztów kwalifikowanych instalacji OZE oraz w formie dotacji do 40% kosztów kwalifikowanych magazynu energii.

Termin naboru: 1.10.2026–31.12.2026

5. Moja Elektrownia Wiatrowa

Przeznaczenie: wsparcie inwestycji osób fizycznych rozwój energetyki prosumenckiej w obszarze mikroelektrowni wiatrowych poprzez zakup i montaż przydomowej siłowni wiatrowej z możliwością zakupu magazynu energii elektrycznej.

Forma wsparcia: dofinansowanie w formie dotacji do 50% kosztów kwalifikowanych (do 30 tys. zł dla instalacji i do 17 tys. zł dla magazynu).

Termin naboru: 17.06.2024–31.12.2028

6. STEP CLEANTECH INWESTYCJE – ścieżka innowacyjność

Przeznaczenie: wsparcie skierowane jest na projekty przedsiębiorców realizujące cele inicjatywy Platforma na rzecz Technologii Strategicznych dla Europy (STEP) i przyczyniające się do wytwarzania innowacyjnych technologii krytycznych o znaczącym potencjale gospodarczym w sektorze czystych i zasobooszczędnych technologii.

Forma wsparcia: dotacja do 85% kosztów kwalifikowanego projektu.

Termin naboru: 16.06.2026–11.08.2026

7. STEP CLEANTECH INWESTYCJE – ścieżka strategiczna niezależność

Przeznaczenie: wsparcie skierowane jest na projekty przedsiębiorców realizujące cele inicjatywy Platforma na rzecz Technologii Strategicznych dla Europy (STEP) i przyczyniające się do ochrony i wzmacniania łańcuchów wartości technologii krytycznych w sektorze czystych i zasobooszczędnych technologii.

Forma wsparcia: dotacja do 85% kosztów kwalifikowanego projektu.

Termin naboru: 16.06.2026–11.08.2026

8. STEP CLEANTECH B+R – ścieżka innowacyjność

Przeznaczenie: wsparcie skierowane jest na projekty przedsiębiorców realizujące cele inicjatywy Platforma na rzecz Technologii Strategicznych dla Europy (STEP) i przyczyniające się do rozwoju innowacyjnych techno-

4. Renewable Energy Sources (RES) – Heat Source for District Heating

Purpose: to support investments in the construction of: hydroelectric power plants, installations for generating energy from agricultural biogas under high-efficiency cogeneration conditions, wind power installations, and photovoltaic installations in rural and rural-urban municipalities.

Form of support: financing in the form of a preferential loan covering up to 100% of eligible costs for RES installations and in the form of a grant covering up to 40% of eligible costs for energy storage.

Application period: October 1, 2026–December 31, 2026

5. My Wind Power Plant

Purpose: to support investments by individuals in the development of prosumer energy in the area of micro wind power plants through the purchase and installation of a home wind turbine, with the option to purchase an electricity storage system.

Form of support: funding in the form of a grant covering up to 50% of eligible costs (up to PLN 30,000 for the installation and up to PLN 17,000 for the storage system).

Application period: June 17, 2024–December 31, 2028

6. STEP CLEANTECH INVESTMENTS – Innovation Track

Purpose: The support is aimed at projects by entrepreneurs that pursue the objectives of the Strategic Technologies for Europe (STEP) initiative and contribute to the development of innovative critical technologies with significant economic potential in the sector of clean and resource-efficient technologies.

Form of support: grant covering up to 85% of the project's eligible costs.

Application period: June 16, 2026–August 11, 2026

7. STEP CLEANTECH INVESTMENTS – Strategic Independence Track

Purpose: The support is directed at projects by entrepreneurs that pursue the objectives of the Strategic Technologies for Europe Platform (STEP) initiative and contribute to the protection and strengthening of value chains for critical technologies in the clean and resource-efficient technologies sector.

Form of support: grant covering up to 85% of the project's eligible costs.

Application period: June 16, 2026–August 11, 2026

8. STEP CLEANTECH R&D – Innovation Track

Purpose: The support is aimed at projects by entrepreneurs that pursue the objectives of the Strategic Technologies for Europe Platform (STEP) initiative and contribute to the development of innovative critical technologies

logii krytycznych o znaczącym potencjale gospodarczym w sektorze czystych i zasobooszczędnych technologii.

Forma wsparcia: dotacja do 80% kosztów kwalifikowalnych projektu.

Termin naboru: 1.06.2026–31.07.2026

9. STEP CLEANTECH B+R – ścieżka strategiczna niezależność

Przeznaczenie: wsparcie skierowane jest na projekty przedsiębiorców realizujące cele inicjatywy Platforma na rzecz Technologii Strategicznych dla Europy (STEP) i przyczyniające się do ochrony i wzmacniania łańcuchów wartości technologii krytycznych w sektorze czystych i zasobooszczędnych technologii.

Forma wsparcia: dotacja do 80% kosztów kwalifikowalnych projektu.

Termin naboru: 8.06.2026–7.08.2026

10. Ścieżka SMART B+R

Przeznaczenie: wsparcie projektów B+R przedsiębiorstw na realizację badań przemysłowych i prac rozwojowych albo wyłącznie prac rozwojowych w celu opracowania innowacyjnych produktów lub technologii.

Forma wsparcia: dotacja do 80% kosztów kwalifikowalnych projektu.

Termin naboru: 9.04.2026–12.06.2026, 7.08.2026–16.10.2026, październik 2026 – listopad 2026

with significant economic potential in the clean and resource-efficient technologies sector.

Form of support: grant covering up to 80% of the project's eligible costs.

Application period: June 1, 2026–July 31, 2026

9. STEP CLEANTECH R&D – Strategic Independence Track

Purpose: Support is directed toward projects by entrepreneurs that pursue the objectives of the Strategic Technologies for Europe (STEP) initiative and contribute to protecting and strengthening value chains for critical technologies in the clean and resource-efficient technologies sector.

Form of support: a grant covering up to 80% of the project's eligible costs.

Application period: June 8, 2026–August 7, 2026

10. SMART R&D Pathway

Purpose: to support companies' R&D projects for the implementation of industrial research and development work, or exclusively development work, aimed at developing innovative products or technologies.

Form of support: grant covering up to 80% of the project's eligible costs.

Application period: April 9, 2026–June 12, 2026, August 7, 2026–October 16, 2026, October 2026–November 2026

A low-angle shot of a white wind turbine against a clear blue sky. The turbine's tower and nacelle are visible, with the blades blurred from motion. A thin white curved line is drawn around the nacelle and the top of the tower.

Wydarzenia sektora energetyki wiatrowej w Polsce

**Wind power sector events
in Poland**

Zapisz w kalendarzu. Nie może Cię zabraknąć!

Wydarzenia organizowane przez Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej na stałe zajmują ważne miejsce w kalendarzu spotkań branży OZE w Polsce. Z roku na rok przyciągają coraz liczniejsze grono uczestników, co potwierdza rosnącą rolę energetyki wiatrowej w procesie transformacji energetycznej oraz potrzebę poszukiwania nowych kierunków dla krajowej polityki energetycznej. Konferencje stanowią przestrzeń do dialogu, wymiany doświadczeń i współpracy, sprzyjając wypracowaniu wspólnych rozwiązań zarówno dla sektora wiatrowego, jak i całego rynku odnawialnych źródeł energii.

Poniżej prezentujemy kluczowe wydarzenia PSEW w nadchodzącym roku, które warto mieć w swoim kalendarzu!

Konferencja PSEW2026 8–10 czerwca 2026 r., Świnoujście Tu przyszłość energetyki spotyka się z praktyką!

Konferencja Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej to kluczowe wydarzenie branży wiatrowej w Polsce i regionie Europy Środkowo-Wschodniej, od lat przyciągające kluczowych przedstawicieli rynku, administracji i świata polityki. To miejsce rozmów o najważniejszych wyzwaniach stojących przed sektorem OZE oraz o kierunkach dalszego rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce. Tegoroczna edycja w Świnoujściu otwiera nowy rozdział w historii wydarzenia. Skupia uwagę na odblokowaniu potencjału rozwoju lądowej energetyki wiatrowej oraz wyzwaniach związanych z rozwojem morskich projektów wiatrowych. Program konferencji obejmuje aktualne tematy dotyczące regulacji, inwestycji, kosztów transformacji, magazynowania energii oraz funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

Szczegóły dostępne są na stronie: <https://konferencjapsew.pl/>

Konferencja RE-SOURCE POLAND HUB 15–16 września 2026 r., Warszawa Biznes w erze zielonej energii!

Coroczna konferencja RE-Source Poland Hub stanowi jedno z najważniejszych spotkań branży OZE w Polsce poświęcone zielonej energii i rynkowi umów cPPA (ang. *corporate power purchase agreements*). Wydarzenie gromadzi przedstawicieli wytwórców energii odnawialnej, odbiorców biznesowych, ekspertów rynku, administracji publicznej oraz środowisk samorządowych, aby dyskutować o rosnącym znaczeniu zielonej energii i jej wykorzystaniu w praktyce. Konferencja ma charakter platformy współpracy i networkingu, umożliwiając bezpośrednie rozmowy między uczestnikami oraz wymianę doświadczeń w strefie B2B. Wydarzenie podejmuje szeroki zakres tematów związanych z zieloną energią, w tym dyskusje o roli umów cPPA w budowaniu przewagi konkurencyjnej przedsiębiorstw oraz

Mark your calendar. You won't want to miss it!

Events organized by the Polish Wind Energy Association have become a permanent fixture in the calendar of renewable energy industry meetings in Poland. Year after year, they attract a growing number of participants, confirming the increasing role of wind energy in the energy transition and the need to explore new directions for national energy policy. These conferences provide a space for dialogue, the exchange of experiences, and cooperation, fostering the development of joint solutions for both the wind sector and the entire renewable energy market.

Below, we present the key PWEA events for the coming year that are worth adding to your calendar!

PWEA 2026 Conference June 8–10, 2026 | Świnoujście This is where the future of energy meets practice!

The Polish Wind Energy Association Conference is a key event for the wind energy industry in Poland and the Central and Eastern European region, attracting key representatives from the market, administration, and the political sphere for years. It is a forum for discussions on the most important challenges facing the renewable energy sector and the directions for the further development of wind energy in Poland. This year's edition in Świnoujście opens a new chapter in the event's history. It focuses on unlocking the development potential of onshore wind energy and the challenges associated with the development of offshore wind projects. The conference program covers current topics related to regulation, investment, transition costs, energy storage, and the operation of the power system.

Details of the event are available at <https://konferencjapsew.pl/>

RE-SOURCE POLAND HUB Conference September 15–16, 2026 | Warsaw Business in the era of green energy!

The annual RE-Source Poland Hub conference is one of the most important gatherings of the renewable energy sector in Poland, dedicated to green energy and the corporate power purchase agreement (cPPA) market. The event brings together representatives of renewable energy producers, business consumers, market experts, public administration, and local government officials to discuss the growing importance of green energy and its practical application. The conference serves as a platform for collaboration and networking, facilitating direct discussions among participants and the exchange of experiences in the B2B zone. The event covers a wide range of topics related to green energy, including discussions on the role of cPPAs in building a competitive advantage for businesses and shaping energy

Wydarzenia sektora energetyki wiatrowej w Polsce

kształtowaniu polityki energetycznej skierowanej na OZE. W programie znajdują się panele eksperckie, case study, praktyczne warsztaty oraz sesje dyskusyjne.

Szczegóły dostępne są na stronie: <https://www.konferencjaresource.pl/>

Konferencja Offshore Wind Poland 17–19 listopada 2026 r., Warszawa Energia z morza w centrum transformacji!

Konferencja Offshore Wind Poland poświęcona jest morskiej energetyce wiatrowej oraz jej roli w transformacji energetycznej i bezpieczeństwie energetycznym Polski. Wydarzenie stanowi forum wymiany wiedzy i doświadczeń dotyczących wykorzystania potencjału Bałtyku jako źródła czystej energii. Program konferencji skupia się na aspektach realizacji projektów offshore wind, w tym uwarunkowaniach regulacyjnych, procesie developmentu oraz integracji morskiej energetyki wiatrowej z krajowym systemem elektroenergetycznym. W wydarzeniu uczestniczą nie tylko decydenci, inwestorzy oraz eksperci rynku energetycznego, ale także przedstawiciele zagranicznych firm z wieloletnim doświadczeniem, którzy podzielą się praktyczną wiedzą zdobytą przy realizacji morskich projektów na rynkach międzynarodowych.

Szczegóły dostępne są na stronie: <https://konferencjaowp.pl/>

Forum Energetyki Wiatrowej 1 grudnia 2026 r., Warszawa Dialog, który napędza onshore wind!

Forum Energetyki Wiatrowej (FEW) to spotkanie poświęcone lądowej energetyce wiatrowej oraz aktualnym wyzwaniom związanym z jej rozwojem w Polsce. Wydarzenie stanowi platformę dialogu i wymiany doświadczeń w kontekście zmieniających się uwarunkowań regulacyjnych, rynkowych i technicznych sektora *onshore wind*. Program Forum koncentruje się na bieżących zagadnieniach istotnych dla branży, w tym eksploatacji i utrzymania farm wiatrowych, wyzwaniach planistycznych, środowiskowych, perspektywach rozwoju oraz trendach wpływających na przyszłość tego sektora w Polsce.

Szczegóły dostępne są na stronie: <https://few.psew.pl/>

Forum PSEW 2027 Pierwsza połowa marca

Forum poświęcone eksploatacji i utrzymaniu lądowych farm wiatrowych, jedno z najważniejszych spotkań branży w regionie CEE. Eksperti, operatorzy i liderzy rynku dzielą się wiedzą oraz doświadczeniem, prezentując praktyczne rozwiązania wspierające efektywne zarządzanie aktywami wiatrowymi i rozwój sektora w dynamicznie zmieniającym się otoczeniu.

Szczegóły dostępne są na stronie: <https://forumpsew.pl/>

Wind power sector events in Poland

policy focused on renewable energy sources. The program includes expert panels, case studies, practical workshops, and discussion sessions.

Details of the event are available at <https://www.konferencjaresource.pl/>

Offshore Wind Poland Conference November 17–19, 2026 | Warsaw Offshore energy at the heart of the transition!

The Offshore Wind Poland Conference is dedicated to offshore wind energy and its role in Poland's energy transition and energy security. The event serves as a forum for exchanging knowledge and experiences regarding the utilization of the Baltic Sea's potential as a source of clean energy. The conference program focuses on aspects of offshore wind project implementation, including regulatory conditions, the development process, and the integration of offshore wind energy into the national power grid. The event will be attended not only by decision-makers, investors, and energy market experts, but also by representatives of foreign companies with many years of experience, who will share practical knowledge gained from implementing offshore projects in international markets.

Details of the event are available at <https://konferencjaowp.pl/>

Wind Energy Forum December 1, 2026 | Warsaw Dialogue that drives onshore wind!

The Wind Energy Forum (FEW) is a meeting dedicated to onshore wind energy and the current challenges related to its development in Poland. The event serves as a platform for dialogue and the exchange of experiences in the context of changing regulatory, market, and technical conditions in the onshore wind sector. The Forum's program focuses on current issues relevant to the industry, including the operation and maintenance of wind farms, planning and environmental challenges, development prospects, and trends shaping the future of this sector in Poland.

Details of the event are available at <https://few.psew.pl/>

PSEW Forum 2027 First half of March |

A forum dedicated to the operation and maintenance of onshore wind farms, one of the most important industry gatherings in the CEE region. Experts, operators, and market leaders share their knowledge and experience, presenting practical solutions that support effective wind asset management and the sector's development in a rapidly changing environment.

Details of the event are available at <https://forumpsew.pl/>

O autorach



Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej

Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej (PSEW) jest organizacją pozarządową działającą od 1999 roku, założoną przez grupę osób zainteresowanych wdrażaniem technologii wiatrowych na terenie Polski. Nadrzędnym celem Stowarzyszenia jest praca na rzecz poprawy istniejących i tworzenia nowych zapisów prawnych oraz zwiększenia świadomości społecznej w zakresie energetyki wiatrowej, tak aby umożliwić jej dynamiczny rozwój w Polsce.

Celem PSEW jest również podejmowanie inicjatyw mających na celu zwalczanie barier rozwoju energetyki wiatrowej. Stowarzyszenie skupia czołowe firmy działające na rynku energetyki wiatrowej w Polsce: inwestorów, deweloperów, producentów turbin i podzespołów do elektrowni, zarówno z Polski, jak i z zagranicy.

Firmy należące do PSEW zyskują między innymi dostęp do aktualnej wiedzy na temat rynku, polityki i prawa regulującego funkcjonowanie sektora energetyki wiatrowej, bezpośredni kontakt i możliwość współpracy z innymi członkami stowarzyszenia, ekspozycję marki na kanałach komunikacyjnych PSEW, a także preferencyjne koszty uczestnictwa w wydarzeniach organizowanych przez PSEW oraz rabat przy zakupie raportów, opracowań, studiów przygotowywanych przez PSEW.

W ramach PSEW funkcjonują grupy robocze, w których mogą brać udział członkowie Stowarzyszenia, w tym Grupa ds. morskiej energetyki wiatrowej (offshore), Grupa ds. regulacji w morskiej energetyce wiatrowej, Grupa ds. permitingu offshore, Grupa ds. portów, Grupa ds. O&M i Podgrupa ds. UDT, Grupa analityczna, Grupa ds. regulacji onshore, Grupa ds. sieciowych onshore, Grupa 10H, Grupa ds. bilansowania/Rynku Energii, Grupa ds. corporate PPAs.

www.psew.pl

About the authors

Polish Wind Energy Association

The Polish Wind Energy Association (PSEW) is a non-governmental organization established in 1999 by a group of persons interested in the development of wind energy technologies in Poland. The primary goal of the Association is to work towards improving existing and creating new legal regulations and increasing public awareness of wind energy 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. Uzyskał tytuł magistra – Master of Science - specjalizacja stosunki międzynarodowe na uczelni wyższej CBS w Kopenhadze.



**JANUSZ
GAJOWIECKI**

Wiceprezes PSEW zajmujący się kwestiami regulacyjnymi związanymi z promowaniem rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce. Wcześniej wieloletni pracownik administracji rządowej, gdzie począwszy od 2008 r. najpierw w Ministerstwie Gospodarki, a następnie w Ministerstwie Energii zajmował się zagadnieniami związanymi z rozwojem odnawialnych źródeł energii, w tym mechanizmami wsparcia, a także energetyką rozproszoną, prosumencką. Od 2019 r. jako Dyrektor w Ministerstwie Energii, i Ministerstwie Klimatu i Środowiska nadzorował prace związane z planowaniem rozwoju odnawialnych źródeł energii oraz tworzeniem warunków prawnych dla ich dalszego funkcjonowania.



**PIOTR
CZOPEK**

Manager ds. morskiej energetyki wiatrowej, inwestycji i rozwoju w Polskim Stowarzyszeniu Energetyki Wiatrowej oraz Wiceprezes Wind Industry Hub. Związana z branżą energetyczną od 16 lat. Zajmuje się przede wszystkim kwestiami regulacyjnymi związanymi z morską energetyką wiatrową, a także zagadnieniami związanymi z bezpieczeństwem, łańcuchem dostaw i innymi aspektami rozwoju projektów. Wcześniej związana z Enea Operator. Doktor w dziedzinie nauk społecznych, w dyscyplinie ekonomii. Autorka publikacji naukowych z zakresu energetyki, w tym przede wszystkim odnawialnych źródeł energii z naciskiem na morską energetykę wiatrową. Członek Rady Naukowej ds. Morskiej Energetyki Wiatrowej Politechniki Morskiej w Szczecinie. Zaangażowana w działania edukacyjne na rzecz OZE i energetyki wiatrowej.



**dr OLIWIA
MRÓZ-MALIK**

Ekspert Fundacji Wind Industry Hub działającej w strukturach Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej, od ponad trzech lat związany z branżą energetyczną. W ramach swojej pracy wzmacnia łańcuch dostaw morskiej i lądowej energetyki wiatrowej, aktywnie wspierając rozwój local content w przemyśle wiatrowym. Autor licznych publikacji i artykułów z zakresu energetyki wiatrowej; współautor Polskiej Strategii Rozwoju Przemysłu Lądowych Farm Wiatrowych. Jest również naukowo związany ze Szkołą Główną Handlową w Warszawie. W 2025 roku na łamach Oficyny Wydawniczej SGH ukazała się pierwsza objęta przez niego redakcją naukową monografia pt. „Droga polskiego sektora energetycznego ku zielonej transformacji”.



**MICHAŁ
FORYCKI**

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 earned a Master of Science degree in International Relations from Copenhagen Business School (CBS).

Piotr is a vice president 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 has 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.

Offshore wind energy and development manager at the PWEA and Vice-President of Wind Industry Hub. Associated with the energy industry for 16 years. Focuses mainly on regulatory issues related to offshore wind energy, as well as issues related to security, supply chain, and other aspects of project development. Previously associated with Enea Operator. PhD at the Faculty of Economics. Author of scientific publications on energy, including renewable energy sources with a focus on offshore wind energy. Member of the Scientific Council for Offshore Wind Energy at the Maritime University of Szczecin. Engaged in educational activities for RES and wind energy.

Expert at the Wind Industry Hub Foundation operating within the structures of the Polish Wind Energy Association (PSEW), with more than three years of experience in the energy sector. As part of his work, he strengthens the supply chain for both offshore and onshore wind energy, actively supporting the development of local content within the wind industry. He is the author of numerous publications and articles on wind energy and co-author of the Polish Strategy for the Development of the Onshore Wind Industry. He is also academically affiliated with the Warsaw School of Economics (SGH). In 2025, the SGH Publishing House published the first scientific monograph under his editorial supervision, entitled "The Path of the Polish Energy Sector Towards Green Transformation."

Dyrektor Zarządzająca i Wiceprezes Fundacji Wind Industry Hub, założonej przez istniejące od 1999 roku Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, największą organizację branżową w Polsce i członka WindEurope. Misją Wind Industry Hub jest rozwój silnego łańcucha dostaw dla sektora wiatrowego oraz wspieranie zaangażowania krajowego przemysłu w polskie i europejskie inwestycje wiatrowe. Dominika Taranko jest związana z rynkiem energii od 15 lat. W przeszłości pracowała w strukturach grupy kapitałowej ORLEN S.A., gdzie koncentrowała się na segmencie poszukiwania, rozpoznawania i wydobywania złóż węglowodorów. Następnie związana była z operatorem terminalu importowego LNG w Świnoujściu – spółką Polskie LNG, a także Operatorem Gazociągów Przesyłowych Gaz-System oraz fińską Grupą Fortum. Pełniła także funkcję Dyrektora Forum Energii i Klimatu w Związku Przedsiębiorców i Pracodawców, jednej z trzech największych organizacji biznesowych w Polsce. Absolwentka trzech wydziałów Uniwersytetu Warszawskiego i Uczelni Łazarskiego, w tym kierunku MBA Energetyka.



**DOMINIKA
TARANKO**

Managing Director and Vice President of the Wind Industry Hub Foundation, established by the Polish Wind Energy Association – the largest renewable energy industry organization in Poland and a member of WindEurope – operating since 1999. The mission of Wind Industry Hub is to develop a strong supply chain for the wind energy sector and to support the involvement of domestic industry in Polish and European wind energy investments. Dominika Taranko has been associated with the energy sector for over 15 years. In the past, she worked within the ORLEN Group, where she focused on the exploration, appraisal, and production segment of the upstream oil and gas industry. She subsequently held positions at Polskie LNG, the operator of the LNG import terminal in Świnoujście, as well as at Gaz-System, the Polish gas transmission system operator, and the Finnish energy company Fortum. She also served as Director of the Energy and Climate Forum at the Union of Entrepreneurs and Employers (Związek Przedsiębiorców i Pracodawców, ZPP), one of the three largest business organizations in Poland. She is a graduate of three faculties at the University of Warsaw and Łazarski University, including an MBA in Energy.

Specjalista ds. energetyki wiatrowej w Polskim Stowarzyszeniu Energetyki Wiatrowej (PSEW) z naciskiem na morską energetykę wiatrową. Od ponad trzech lat zdobywa doświadczenie w branży energetyki wiatrowej. W ramach swojej pracy koordynuje również działania edukacyjne i promocyjne związane z energetyką wiatrową, w tym organizację warsztatów, szkoleń oraz udział w ekologicznych projektach edukacyjnych. Jest absolwentką Logistyki na Uniwersytecie Szczecińskim. Autorka publikacji naukowych w zakresie logistyki oraz energetyki wiatrowej.



**MARTYNA
KONIEC**

Wind Energy Specialist at the Polish Wind Energy Association, with a particular focus on offshore wind energy. She has been gaining experience in the wind energy sector for more than three years. As part of her role, she also coordinates educational and promotional activities related to wind energy, including the organization of workshops and training sessions, as well as participation in environmental education projects. She is a graduate of Logistics at the University of Szczecin and the author of scientific publications in the fields of logistics and wind energy.

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, particularly 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.



DWF

DWF jest międzynarodową kancelarią prawną, działającą w kluczowych sektorach gospodarki. Zatrudnia 5000 osób w 35 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 international law firm operating in key sectors of the economy. It employs 5,000 people in 35 locations worldwide.

The Warsaw office practices include renewable energy, environment, mergers and acquisitions, capital markets, real estate, construction and infrastructure, banking, finance and restructuring, intellectual property, IT, dispute resolution, competition, tax and employment, as well as public procurement.

DWF has a distinctive team of experienced lawyers providing specialist legal advice and support to the renewable energy sector, including in particular wind power.

It is a one-stop-shop for energy regulatory issues, auctions, investment permitting, project contracts, environmental impact assessment, securing property rights, M&A and tax, as well as dispute resolution, including mediation.

The team is also renowned for advising the Polish Wind Energy Association, actively participating in legislative initiatives concerning the sector.

Kieruje Departamentem Energetyki Odnawialnej w DWF. Jego doświadczenie zawodowe koncentruje się na odnawialnych źródłach energii, zarówno na lądzie, jak i na morzu, magazynach energii, sieciach i wodrze. Angażuje się w działalność stowarzyszeń i grup parlamentarnych związanych z OZE. Od 2018 r. był ekspertem Parlamentarnego Zespołu ds. Morskiej Energetyki Wiatrowej oraz – od wielu lat – pozostaje członkiem Komitetu Sterującego Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej. Doradza również polskim i zagranicznym przedsiębiorstwom ze wszystkich sektorów przemysłu w kwestiach regulacyjnych. Jest wykładowcą oraz współautorem przewodników rynkowych.



**dr KAROL
LASOCKI**

He heads the Renewable Energy Department at DWF. His expertise focuses on renewable energy sources, both offshore and onshore, energy storage, grids and hydrogen. Dr. Karol Lasocki is involved in the activities of associations and parliamentary groups related to renewable energy sources on a daily basis. From 2018 he was an expert of the Parliamentary Offshore Wind Energy Group and – for many years – has continued to serve as a member of the Steering Committee of the Polish Wind Energy Association. He also advises Polish and foreign companies from all sectors of industry on regulatory issues. Dr. Karol Lasocki is a lecturer and a co-author of sector reports and guides.

Jest adwokatem na stanowisku Counsel w Zespole Energetyki Odnawialnej DWF. Wiktoria doradza inwestorom w zakresie odnawialnych źródeł energii, w szczególności lądowej energetyki wiatrowej, morskiej energetyki wiatrowej i fotowoltaiki, w całym procesie inwestycyjnym w Polsce. Reprezentuje klientów w postępowaniach administracyjnych i sądowych dotyczących kwestii środowiskowych, umów, procesu uzyskiwania pozwoleń, kwestii regulacyjnych, jak również kwestii planowania i zagospodarowania przestrzennego. Wiktoria aktywnie uczestniczy jako prelegent w licznych konferencjach dotyczących zagadnień związanych z energią odnawialną.



**WIKTORIA
ROGASKA**

She is an advocate and a Counsel in the Renewable Energy Team at DWF in Poland. Wiktoria supports investors in renewable energy sources, in particular offshore wind, onshore wind and PV, throughout the investment process in Poland. She represents many clients in the administrative and court proceedings concerning environmental matters, 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 i ich reorganizacji, jak też w zakresie 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 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, their reorganization, as well as 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. In addition, Małgorzata leads legal audits of companies and real properties subject to transactions, including project finance.

Jest adwokatem, Partnerem kierującym Departamentem Bankowości Transakcyjnej w DWF oraz współkierującym praktyką Bankowości i Finansów w Europie kontynentalnej. Tomasz reprezentuje sponsorów, spółki projektowe i banki w związku z finansowaniem projektów (odnawialne źródła energii, spalarnie, energetyka jądrowa, PPP), finansowaniem nieruchomości (deweloperskim i inwestycyjnym), finansowaniem przejęć, finansowaniem korporacyjnym i umowami zabezpieczającymi. Tomasz specjalizuje się również w prawnych formach zabezpieczania wierzytelności.



**TOMASZ
KACZMAREK**

He is an advocate and a Partner, Head of Banking and Finance Transactional Practice at DWF and Co-Head of B&F for Continental Europe. Tomasz represents sponsors, project companies and banks in relation to project finance (renewables, waste to energy, nuclear, PPP), property finance (development and investment), acquisition finance, corporate finance and hedging arrangements. Tomasz also specializes in legal forms of securing receivables.

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 budowlanych na realizację przedsięwzięć, w których zamawiającym jest podmiot publiczny lub prywatny (w tym opartych na standardach FIDIC).



**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 specializes 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 either a public or a private entity (including those based on FIDIC standards).

Jest adwokatem na stanowisku Counsel, 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, EPC). Zajmuje się również postępowaniami spornymi przed sądami powszechnymi z zakresu prawa umów handlowych, w tym m.in. umów dostawy, o roboty budowlane (w tym FIDIC), odpowiedzialności odszkodowawczej, a także postępowaniami zabezpieczającymi. Reprezentuje klientów podczas negocjacji i mediacji gospodarczych. Maria doradza również w kwestiach transakcyjnych, regulacyjnych, oraz nieruchomościowych związanych z instalacjami energii odnawialnej w Polsce.



**dr MARIA
KIERSKA**

She is an advocate and a Counsel in the Renewable Energy and Dispute Resolution and Arbitration Teams at DWF. Maria specializes in offshore, onshore wind and solar projects development and RES sector agreements (vPPA, PPA, DSA, BoP, TSA, O&M, EPC). She focuses on dispute resolution before the common courts concerning commercial, services, delivery and construction contracts (including FIDIC contracts), liability for damages, interim measures and enforcement proceedings, as well as contracts negotiations and commercial mediation. Maria also advises on transactional, regulatory, and real estate aspects of renewable energy projects in Poland.

Jest radcą prawnym na stanowisku Associate, członkiem zespołu Energetyki Odnawialnej w DWF. Specjalizuje się w regulacji rynku energii, ze szczególnym uwzględnieniem przyłączania odnawialnych źródeł i magazynów energii do sieci. Posiada bogate doświadczenie w doradztwie w zakresie rozwoju odnawialnych źródeł i magazynów energii na wszystkich etapach ich cyklu życia – od uzyskiwania pozwoleń, przez budowę i przyłączanie do sieci, po działalność operacyjną i systemy wsparcia. Andrzej brał również udział w licznych badaniach due diligence dotyczących elektrowni wiatrowych, fotowoltaicznych i magazynów energii w kontekście transakcji M&A oraz finansowania projektów.



**ANDRZEJ
SZOSTAK**

He is an attorney-at-law and a member of the Renewable Energy Team at DWF. He specializes in energy market regulation, with a particular focus on grid connection of renewable energy sources and energy storage facilities. He has extensive experience advising on the development of renewable energy sources and energy storage facilities across all stages of their lifecycle – from permitting, through construction and grid connection, to operational activities and support schemes. Andrzej has also participated in numerous due diligence processes concerning wind farms, photovoltaic installations, and energy storage facilities in the context of M&A transactions and project financing.

Jest adwokatem na stanowisku Associate, członkiem zespołu Energetyki Odnawialnej DWF. Posiada ponad pięcioletnie doświadczenie w obszarze prawa energetycznego i ochrony środowiska. Michał specjalizuje się w zagadnieniach regulacyjnych i kontraktowych, obejmujących m.in. umowy PPA, due diligence przedsięwzięć energetycznych i przemysłowych, jak również proces inwestycyjny źródeł odnawialnych i magazynów energii elektrycznej. Doradza również w zakresie obowiązków wynikających z przepisów dotyczących ochrony środowiska.



**MICHAŁ
PITUŁA**

He is an advocate and a member of the Renewable Energy Team at DWF. With over five years of experience in energy and environmental law, Michał focuses on regulatory and contractual matters, including PPAs, due diligence of energy and industrial assets, as well as project development of renewables and energy storage facilities. He also advises on environmental compliance.



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 400 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 across Central and Southeastern Europe.

In Poland, TPA is one of the largest consulting firms. With a team of over 400 experts, we provide international corporations and large domestic companies with effective business solutions in the areas of tax consulting, accounting and payroll outsourcing, real estate consulting, and HR consulting, as well as audit and business consulting under the Baker Tilly TPA brand. A natural complement to our interdisciplinary services is legal support, which we offer under the Baker Tilly Legal Poland brand.

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 advisory firms.

As a member of Baker Tilly International, we combine the advantages of integrated, interdisciplinary “one-stop-shop” service with local expertise and the reach of an international advisory group.

Partner Zarządzający TPA Poland. Posiada rozległe doświadczenie w dziedzinie usług doradztwa podatkowego i biznesowego dedykowanych w szczególności firmom z sektorów nieruchomości oraz energetyki. Specjalizuje się między innymi w planowaniu podatkowym, wsparciu transakcyjnym, efektywnym opodatkowaniu firm oraz w systemach zarządzania funkcją podatkową. Jest uznanym ekspertem w zakresie energii odnawialnej oraz sektora nieruchomości komercyjnych. Wykładowca wielu specjalistycznych konferencji i webinarów. Od grudnia 2015 r. doktor nauk prawnych (specjalność: prawo podatkowe). Prezes zarządu polskiego oddziału International Fiscal Association od 2016 r.



**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.

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.



**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, confectionery, 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.

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).



**MACIEJ
KROKOŚSKI**

Partner at the 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 the University of Derby and the University of Birmingham. Since 2013 he has been a member of the British Institute of Chartered Accountants (ACA).

Associate Partner w zespole corporate finance Baker Tilly TPA. Jest ekspertem w zakresie wycen, analiz finansowych i inwestycyjnych oraz modelowania finansowego. Posiada tytuł CFA, CVA oraz FMVA, licencję doradcy inwestycyjnego i maklera papierów wartościowych, a także jest członkiem ACCA. Swoje kilkunastoletnie doświadczenie zdobywał jako analityk oraz zarządzający funduszami inwestycyjnymi, a następnie świadcząc usługi doradcze w ramach realizacji kilkuset projektów w zakresie wycen, due diligence, sporządzania modeli finansowych i biznesplanów. Jest wykładowcą oraz autorem wielu profesjonalnych publikacji w obszarze finansów przedsiębiorstw, inwestycji, analizy finansowej i rynku kapitałowego.



**TOMASZ
MANOWIEC
CFA, FCCA, FMVA**

Associate Partner responsible for corporate finance services at Baker Tilly TPA. He is an expert in the field of valuations, financial and investment analysis, and financial modeling. He holds CFA, CVA, and FMVA titles; 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 fields of corporate finance, investments, financial analysis, and capital market.

Partner w dziale doradztwa podatkowego w TPA Poland. Jest radcą prawnym oraz doradcą podatkowym. Posiada wieloletnie doświadczenie w dziedzinie usług doradztwa podatkowego i biznesowego 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. 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 for foreign and Polish entities operating in various industries, including real estate, finance, FMCG, and energy. She is a renowned expert in tax consulting for the new technology sector. 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. Posiada rozległe doświadczenie w dziedzinie kompleksowego doradztwa podatkowego i biznesowego dedykowanych zwłaszcza firmom z branży budownictwa oraz energetyki. Specjalizuje się między innymi w planowaniu podatkowym oraz wsparciu transakcyjnym. Jego doświadczenie zawodowe obejmuje reprezentowanie klientów przed organami podatkowymi oraz przed WSA i NSA, a także doradztwo przy przekształceniach i reorganizacji polskich firm rodzinnych jak i międzynarodowych przedsiębiorstw. Jako wykładowca prowadził szereg szkoleń o charakterze otwartym jak i eksperckich szkoleń indywidualnych. Mikołaj jest także autorem licznych publikacji prasowych i specjalistycznych.



**MIKOŁAJ
RATAJCZAK**

Tax advisor and 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 specializes, 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 reorganization 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 wielu projektach due diligence, modelowania finansowego oraz wycen. Absolwent Szkoły Głównej Handlowej na kierunku Finanse i Rachunkowość. Posiada tytuł CFA (Chartered Financial Analyst).



**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 a CFA charterholder.

Supervisor 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**

Supervisor 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. Posiada 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 zł, głównie w sektorze energetyki odnawialnej. Jest absolwentem Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu na kierunku Finanse i Rachunkowość.



**SEBASTIAN
POGORZELSKI**

Managerka w zespole doradztwa podatkowego TPA Poland. Jest licencjonowanym doradcą podatkowym i radcą prawnym. Posiada wieloletnie doświadczenie w doradztwie podatkowym na rzecz polskich i międzynarodowych klientów z wielu branż, w szczególności z sektora energetycznego, w tym offshore, budowlanego oraz IT. Specjalizuje się w zagadnieniach z zakresu podatku VAT oraz podatku dochodowego od osób prawnych (CIT), ze szczególnym uwzględnieniem skutków VAT międzynarodowych transakcji. Realizuje projekty typu due diligence, przeglądy podatkowe, a także reprezentuje klientów przed organami podatkowymi oraz sądami administracyjnymi.



**AGATA
NETYKS-ZYCH**

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 modeling. 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.

Manager in the tax advisory department at TPA Poland. She is a licensed tax advisor and attorney-at-law. She has many years of experience in providing tax advisory services to Polish and international clients across a wide range of industries, in particular the energy sector, including offshore, construction, and IT. Her core expertise lies in VAT and corporate income tax (CIT), with a particular focus on the VAT implications of international transactions. She conducts due diligence projects and tax reviews and represents clients before tax authorities and administrative courts.

INDEKS / INDEX

Spis tabel / List of tables

Tabela 1. Rynek zielonych certyfikatów 2021–2025 <i>Table 1. The green certificates market 2021–2025</i>	105
Tabela 2. Wyniki aukcji OZE w latach 2021–2025 <i>Table 2. RES auction results 2021–2025</i>	113
Tabela 3. Notowania kontraktów terminowych na TGE <i>Table 3. Quotations of futures contracts on the Polish Power Exchange.</i>	123
Tabela 4. Charakterystyka grupy wybranych spółek prowadzących działalność w zakresie wytwarzania energii z wiatru będących przedmiotem analizy <i>Table 4. Characteristics of the group of selected companies operating in the field of wind energy generation that are the subject of the analysis</i>	127
Tabela 5. Kluczowe założenia przyjęte do analizy IRR <i>Table 5. Key assumptions for the IRR analysis</i>	133
Tabela 6. Analiza wrażliwości IRR inwestycji w energetyce wiatrowej <i>Table 6. IRR sensitivity analysis of investment in wind energy</i>	133
Tabela 7. Analiza wrażliwości LCOE inwestycji w energetyce wiatrowej <i>Table 7. LCOE sensitivity analysis for wind energy investments</i>	134
Tabela 8. Analiza wrażliwości wartości projektu RTB farmy wiatrowej, w mln PLN/MW <i>Table 8. Sensitivity analysis of the RTB wind farm project's value, in million PLN/MW.</i>	136
Tabela 9. Zestawienie wybranych transakcji M&A w Polsce na rynku lądowych farm wiatrowych – styczeń 2025 – marzec 2026 <i>Table 9. List of selected M&A transactions in the Polish onshore wind farm market – January 2025–March 2026.</i>	139
Tabela 10. Zwycięskie projekty prezentują się następująco <i>Table 10. The winning projects are as follows</i>	176
Tabela 11. Udział poszczególnych kategorii CAPEX-owych w budowie MFW w Polsce <i>Table 11. Share of particular CAPEX categories in the construction of OWFs in Poland.</i>	183
Tabela 12. Wskaźnik wykorzystania mocy netto wybranych farm na Morzu Bałtyckim <i>Table 12. Net capacity factor of selected farms in the Baltic Sea</i>	188
Tabela 13. Średnioważony koszt kapitału dla morskiej farmy wiatrowej w Polsce <i>Table 13. Weighted average cost of capital for an OWF in Poland.</i>	189
Tabela 14. Założenia przyjęte do analizy opłacalności inwestycji w MFW w Polsce <i>Table 14. Assumptions for the profitability analysis of investing in OWFs in Poland</i>	192
Tabela 15. Analiza wrażliwości IRR projektu offshore na zmianę ceny sprzedaży energii w roku bazowym oraz wskaźnika produktywności netto <i>Table 15. Sensitivity analysis of the offshore project's IRR to changes in the base-year energy sales price and net productivity rate</i>	192
Tabela 16. W tabeli poniżej zaprezentowano podsumowanie warunków kredytowania w wybranych krajach Europy Zachodniej <i>Table 16. The table below presents a summary of lending conditions in selected Western European countries.</i> ..	194

Spis rysunków / List of figures

Rysunek 1. Średnioważony koszt kapitału (WACC) dla lądowej energetyki wiatrowej dla wybranych państw w Europie, w walucie lokalnej <i>Fig. 1. Weighted average cost of capital (WACC) for onshore wind power in selected European countries, in local currency.</i>	99
Rysunek 2. Rysunek przedstawiający mapę dostępną w SIPAM <i>Fig. 2. Map available in SIPAM.</i>	157
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>	193
Rysunek 4. Aktualnie rozwijane projekty MFW na polskiej części Morza Bałtyckiego <i>Fig. 4. Offshore wind farm projects currently under development in the Polish part of the Baltic Sea.</i>	199
Rysunek 5. Scenariusz dynamiczny rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce do 2050 r. <i>Fig. 5. Dynamic scenario for the development of offshore wind energy in Poland through 2050.</i>	230
Rysunek 6. Porównanie scenariuszy <i>Fig. 6. Comparison of scenarios</i>	232

Spis wykresów / List of charts

Wykres 1. Notowania cen zielonych certyfikatów w transakcjach sesyjnych na TGE <i>Chart 1. Quotations of prices of green certificates for session transactions on the PPE</i>	103
Wykres 2. Notowania cen zielonych certyfikatów w transakcjach pozasesyjnych na TGE <i>Chart 2. Quotations of prices of green certificates in OTC transactions on the PPE</i>	104
Wykres 3. Wolumen transakcji na rynku zielonych certyfikatów <i>Chart 3. The volume of transactions on the green certificates market</i>	104
Wykres 4. Bilans zielonych certyfikatów w rejestrze świadectw pochodzenia (TWh) <i>Chart 4. Balance of green certificates in the Register of Certificates of Origin</i>	106
Wykres 5. Symulacja podaży i popytu* oraz skumulowanej nadwyżki dla zielonych certyfikatów <i>Chart 5. Simulation of supply and demand* and the cumulative surplus for green certificates</i>	107
Wykres 6. Schemat rozliczenia wolumenu sprzedaży energii w przypadku niedoboru produkcji <i>Chart 6. Scheme of settling the volume of energy sales in case of production shortage.</i>	108
Wykres 7. Łączna ilość sprzedanej energii elektrycznej (TWh) na aukcjach OZE dla 15-letnich okresów – energetyka wiatrowa i solarna pow. 1 MW <i>Chart 7. Total electricity sold (TWh) at RES auctions for 15-year periods – wind and PV above 1 MW</i>	110
Wykres 8. Wolumen zakontraktowany w ramach aukcji OZE dla lat 2026–2057, TWh <i>Chart 8. Volume contracted under the RES auction for 2026–2057, TWh</i>	111
Wykres 9. Moc instalacji wiatrowych i fotowoltaicznych, które mogą powstać na podstawie wygranych aukcji w latach 2020–2025 (MW) <i>Chart 9. Capacity of wind and PV farms that can be built based on the auctions won in 2020–2025 (MW)</i>	112
Wykres 10. Zakres cen w ofertach aukcji OZE w latach 2021–2025 (PLN/MWh) <i>Chart 10. Price range in the tender offers in the RES auction 2021–2025 (PLN/MWh)</i>	114
Wykres 11. Średnie ceny sprzedaży energii dla aukcji organizowanych w latach 2018–2026 dla instalacji energetyki wiatrowej oraz fotowoltaicznych powyżej 1 MW waloryzowane inflacją <i>Chart 11. Average energy sales prices for auctions held in 2018–2026 for wind and photovoltaic installations above 1 MW, adjusted for inflation</i>	115
Wykres 12. Transakcje PPA w Europie według ujawnionej zakontraktowanej mocy i liczby transakcji, 2018–2025 (GW) <i>Chart 12. European PPA deal flow by disclosed contracted capacity, 2018–2025 (GW)</i>	117

Wykres 13. Transakcje PPA w Europie według technologii, 2022–2025 (MW)	
Chart 13. Evolution of PPA technologies by volume, 2022–2025 (MW)	117
Wykres 14. Evolution of PPA technologies by volume, 2022–2025 (MW)	
Chart 14. Electricity trading volume on the Polish Power Exchange (TGE), TWh.	119
Wykres 15. Transakcje energii elektrycznej spot na TGE, Rynek Dnia Następnego	
Chart 15. Spot electricity transactions on the PPE and DAM, monthly data	120
Wykres 16. Notowania uprawnień do emisji CO ₂	
Chart 16. Quotations of CO ₂ emission allowances	121
Wykres 17. Porównanie ceny energii oczyszczonej o koszt emisji CO ₂ do rynkowej ceny energii	
Chart 17. Comparison of the price of energy adjusted for the cost of CO ₂ emissions to the market price of energy	122
Wykres 18. Notowania energii elektrycznej na rynku spot oraz w kontraktach terminowych na TGE	
Chart 18. Electricity quotations on the spot market and in futures on the Polish Power Exchange	123
Wykres 19. Moc farm wiatrowych według grup wiekowych, GW	
Chart 19. Wind farm capacity by age group, GW	125
Wykres 20. Średni wskaźnik przychodów na 1 MW (tys. PLN) dla analizowanej grupy farm wiatrowych w latach 2021–2024 oraz dla segmentu energetyki wiatrowej Polenergii dla lat 2023–2025	
Chart 20. Average revenue per MW (PLN 000) for the analyzed group of wind farms in 2021–2024 and Polenergia's onshore wind segment in 2023–2025	128
Wykres 21. Struktura kosztów rodzajowych w badanej grupie spółek w 2024 r.	
Chart 21. Structure of costs by nature in the surveyed group of companies in 2024.	129
Wykres 22. Średnie koszty gotówkowe na 1 MW w analizowanej grupie	
Chart 22. Average cash costs per MW in the analyzed group	130
Wykres 23. Średnia skorygowana rentowność EBITDA w analizowanej grupie	
Chart 23. Average adjusted EBITDA in the analyzed group	130
Wykres 24. Roczny koszt odsetek dla elektrowni wiatrowych w zależności od udziału długu w strukturze finansowania	
Chart 24. Annual interest costs for wind power plants depending on the share of debt in the financing structure. ...	131
Wykres 25. Wolumen nierynkowego redysponowania w podziale na PV i wiatr, TWh	
Chart 25. Volume of non-market redispatching broken down by PV and wind, TWh.	137
Wykres 26. Szacowany CAPEX/1 MW dla inwestycji w MFW w Polsce	
Chart 26. Estimated CAPEX/1 MW for OWF Investments in Poland.	185
Wykres 27. Schemat czynników wpływających na produktywność morskiej farmy wiatrowej	
Chart 27. Diagram of factors influencing the productivity of an OWF.	187



www.dwfgroup.com



www.psew.pl



www.tpa-group.pl



www.bakertilly-tpa.pl

