



Lądowa energetyka wiatrowa w Polsce

Onshore wind energy in Poland

Raport / Report **2021**

© 2021 TPA Poland / Baker Tilly TPA

Publikacja zawiera jedynie informacje natury ogólnej zgodne z obecnym stanem prawnym (kwiecień 2021 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 (April 2021). 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 onshore w Polsce, Europie i na arenie międzynarodowej.....	5
1. Konkurencyjność Polski na arenie międzynarodowej.....	6
2. Polska, Europa, świat.....	6
2.1. Polska.....	6
2.2. Europa.....	7
2.3. Świat.....	8
II. Uwarunkowania prawne.....	10
1. Ramy prawne rozwoju OZE.....	11
1.1. Ustawa OZE.....	11
1.2. Ogólne zasady wsparcia w systemie aukcyjnym.....	12
1.3. System świadectw pochodzenia.....	13
1.4. System aukcyjny.....	14
Komentarz eksperta: Rafał Gawin.....	18
1.5. Etap projektowy realizacji elektrowni wiatrowych... ..	18
2. Tytuł prawny do nieruchomości pod lokalizację farmy wiatrowej.....	19
2.1. Prawo własności.....	19
2.2. Umowa najmu i dzierżawy.....	20
2.3. Służebność przesyłu.....	22
2.4. Nieruchomości o szczególnym statusie.....	23
3. Planowanie i zagospodarowanie przestrzenne.....	25
3.1. Studium i Miejscowy Plan Zagospodarowania Przestrzennego.....	25
3.2. Decyzja o warunkach zabudowy.....	28
3.3. Decyzja o lokalizacji inwestycji celu publicznego.....	29
3.4. Kontekst tzw. ustawy krajobrazowej.....	29
4. Ochrona środowiska.....	30
4.1. Ocena oddziaływania na środowisko.....	30
4.2. Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach zgody na realizację przedsięwzięcia (DŚU).....	32
4.3. Regulacje dotyczące minimalnej odległości od zabudowań mieszkalnych i innych terenów chronionych.....	32
4.4. Powykonawczy monitoring inwestycji.....	33
5. Prawo budowlane.....	33
5.1. Pozwolenie na budowę.....	33
Komentarz eksperta: Lidia Paczkowska.....	36
5.2. Zgłoszenie robót budowlanych.....	37
5.3. Przystąpienie do użytkowania.....	38
6. Przyłączenie do sieci.....	38
6.1. Warunki techniczne i ekonomiczne przyłączenia... ..	38
6.2. Umowa o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.....	39
6.3. Energetyka wiatrowa na rynku bilansującym.....	40
7. Koncesja na wytwarzanie energii OZE.....	42
7.1. Koncesja.....	42
7.2. Promesa koncesji.....	43
8. Rozruch technologiczny.....	43
III. Uwarunkowania i perspektywy biznesowe.....	44

Table of contents

I. Onshore wind energy in Poland, Europe and worldwide.....	5
1. Poland's competitiveness on the international arena.....	6
2. Poland, Europe, worldwide.....	6
2.1. Poland.....	6
2.2. Europe.....	7
2.3. Worldwide.....	8
II. Legal framework.....	10
1. Legal framework for RES development.....	11
1.1. RES Act.....	11
1.2. General principles of support under the auction system.....	12
1.3. System of certificates of origin.....	13
1.4. Auction system.....	14
Expert commentary: Rafał Gawin.....	18
1.5. Development stage of wind farms.....	18
2. Legal title to the property for wind farm location.....	19
2.1. Ownership right.....	19
2.2. Lease and tenancy agreement.....	20
2.3. Transmission easement.....	22
2.4. Real estate with special status.....	23
3. Spatial planning and development.....	25
3.1. Study and Local Spatial Development Plan.....	25
3.2. Zoning decision.....	28
3.3. Decision on the location of a public purpose investment.....	29
3.4. Context of the so-called landscape law.....	29
4. Environmental protection.....	30
4.1. Environmental Impact Assessment.....	30
4.2. Environmental decision.....	32
4.3. Regulations on the minimum distance from residential buildings and other protected areas.....	32
4.4. Post-execution monitoring of the project.....	33
5. Building Law.....	33
5.1. Building Permit.....	33
Expert commentary: Lidia Paczkowska.....	36
5.2. Notification of construction works.....	37
5.3. Operation of a wind farm.....	38
6. Connection to the grid.....	38
6.1. Technical and economic connection conditions.....	38
6.2. Grid connection agreement.....	39
6.3. Wind power on the balancing market.....	40
7. Concession for the generation of energy in the RES installation.....	42
7.1. Concession.....	42
7.2. Promise of the concession.....	43
8. Technological start-up.....	43
III. Business conditions and prospects.....	44

1. Polityka energetyczna kraju – strategiczne dokumenty. Rola wiatru na lądzie.....	45
1.1. Potencjał lądowej energetyki wiatrowej w Polsce...	47
1.2. Planowane miejsce wiatru na lądzie w miksie elektroenergetycznym kraju w kontekście europejskiego systemu handlu uprawnieniami do emisji CO ₂	49
1.3. Aktualizacja KPEiK oraz PEP2040	49
2. Lokalizacja inwestycji	50
2.1. Kryteria doboru lokalizacji	50
2.2. Nowe normy odległościowe.....	56
Komentarz eksperta: Sebastian Jabłoński.....	60
3. Elementy procesu inwestycyjnego	60
3.1. Stan obecny.....	60
3.2. Przygotowanie farmy wiatrowej do sprzedaży / ocena ryzyk w procesie kupna.....	63
3.2.1. Perspektywa zbywcy: vendor due diligence	65
3.2.2. Perspektywa nabywcy: buy-side due diligence ...	65
Komentarz eksperta: Jagna Kubańska-Łyczakowska... 66	
4. Finansowanie projektów	67
Komentarz eksperta: Krystian Solawa.....	68
5. Projektowanie strumienia przychodów	68
5.1. System Zielonych Certyfikatów	70
5.2. System aukcyjny	76
Komentarz eksperta: Agnieszka Płaska	80
5.3. Kontrakty PPA, cPPA.....	80
5.4. Rynek spot oraz rynek terminowy.....	81
6. Potencjał cPPA dla rozwoju nowych mocy.....	89
7. Rentowność projektów wiatrowych	96
7.1. Charakterystyka inwestycji w energetykę wiatrową – opis rynku	96
Komentarz eksperta: Paweł Przybylski	98
7.2. Nakłady inwestycyjne.....	98
7.3. Struktura finansowania.....	100
Komentarz eksperta: Paweł Okoński	102
7.4. Przychody.....	102
7.5. Koszty operacyjne.....	104
7.6. Marżowość	107
7.7. Analiza opłacalności inwestycji.....	107
7.7.1. Perspektywa dewelopera.....	110
8. Wybrane kwestie podatkowe	112
8.1. Podatek od nieruchomości	112
8.2. Amortyzacja elektrowni wiatrowych.....	113
8.3. VAT przy dostawie z montażem od zagranicznego przedsiębiorcy	115
8.4. Zarządzanie ryzykiem podatkowym	115
9. Prognozy rozwoju sektora	116
IV. Pomoc publiczna dla lądowej energetyki wiatrowej. Perspektywa 2021+.....	122
V. Wydarzenia energetyki wiatrowej w Polsce	125
O autorach	128

1. National energy policy – strategic documents. The role of onshore wind plants	45
1.1. Onshore wind energy potential in Poland	47
1.2. Planned place of onshore wind in the country's energy mix in the context of the European CO ₂ emission trading scheme.....	49
1.3. KPEiK and PEP2040 update	49
2. Project location	50
2.1. Site selection criteria	50
2.2. New distance limits	56
Expert commentary: Sebastian Jabłoński	60
3. Elements of the investment process.....	60
3.1. Present state	60
3.2. Preparing the wind farm for sale / risk assessment in the purchase process	63
3.2.1. The seller's perspective: vendor due diligence	65
3.2.2. The buyer's perspective: buy-side due diligence ..	65
Expert commentary: Jagna Kubańska-Łyczakowska ... 66	
4. Project financing.....	67
Expert commentary: Krystian Solawa	68
5. Projecting the revenue stream.....	68
5.1. Green Certificates	70
5.2. Auction system	76
Expert commentary: Agnieszka Płaska.....	80
5.3. PPA, cPPA contracts.....	80
5.4. Spot market and futures market.....	81
6. Potential of cPPA for new capacity development.....	89
7. Profitability of wind projects	96
7.1. Characteristics of investments in wind energy – about the market.....	96
Expert commentary Paweł Przybylski.....	98
7.2. Capital expenditures.....	98
7.3. Financing structure.....	100
Expert commentary: Paweł Okoński.....	102
7.4. Revenue.....	102
7.5. Operating expenditures.....	104
7.6. Profit margins	107
7.7. Analysis of investment profitability	107
7.7.1. The developer's perspective	110
8. Selected tax issues	112
8.1. Property tax	112
8.2. Depreciation of wind farms	113
8.3. VAT in case of delivery with assembly from foreign businesses	115
8.4. Tax risk management	115
9. Sector development forecasts	116
IV. State aid for onshore wind energy. 2021+ outlook.....	122
V. Wind energy events in Poland.....	125
About the authors	128

Drodzy Czytelnicy!

Z nieukrywaną radością oddajemy w Wasze ręce kompendium wiedzy o sektorze energetyki wiatrowej w Polsce w 2021 r. Raport jest efektem współpracy Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej – największej organizacji pozarządowej promującej rozwój odnawialnych źródeł energii, a także firmy doradczej TPA / Baker Tilly TPA i kancelarii prawnej DWF, które w swoich dziedzinach należą do wiodących ekspertów i dostawców usług profesjonalnych dla energetyki.

Po czterech latach przerwy, podczas których branża mierzyła się ze skutkami bezprecedensowego kryzysu i stagnacji inwestycyjnej, wracamy do tradycji corocznej analizy i aktualizacji studium sektora wiatrowego. Kreślimy perspektywy rozwoju sektora, a także wskazujemy na otwierające się nowe możliwości biznesowe. Nie byłoby to możliwe, gdyby nie wysiłek włożony w sukcesywne torowanie możliwości realizacji projektów wiatrowych zamrożonych tzw. ustawą odległościową w 2016 r. Dynamiczny przyrost nowych mocy z lądowych farm wiatrowych, obserwowany w minionych miesiącach, jest efektem stopniowego dopuszczenia najbardziej zaawansowanych projektów do aukcji w latach 2018–2020. Dzięki temu potencjał mocy zainstalowanych zwiększył się do 6,7 GW (dane PSE z marca 2021 r.), a w ciągu najbliższych dwóch lub trzech lat przekroczy 10 GW. Optymizmem napawają także rządowe zapowiedzi liberalizacji regulacji odległościowych, której bezpośrednim następstwem będzie kolejny boom inwestycyjny w dodatkowe 3–4 GW do 2025 r.

Celem strategicznym jest uwolnienie pełnego potencjału polskiej energetyki wiatrowej na lądzie. PSEW szacuje go na 22–24 GW w perspektywie lat 2030–2035. Z kolei McKinsey w raporcie „Neutralna emisyjnie Polska 2050” wskazuje na 35 GW lądowych farm do 2050 r. (więcej na ten temat w rozdziale: Prognozy rozwoju sektora). Faktyczny scenariusz przyszłości zależeć będzie od skali i charakteru wsparcia rozwoju lądowej energetyki wiatrowej w polityce energetycznej państwa i planach odbudowy gospodarki po pandemii COVID-19.

Energetyka wiatrowa na lądzie ma bowiem wszelkie warunki do tego, by stać się odpowiedzią zarówno na kryzys klimatyczny, jak i gospodarczy. Pandemia uderzyła w globalne łańcuchy dostaw i wskazała ich słabe punkty. Jednak branża wiatrowa wyszła z tego obronną ręką, okazując wyjątkową odporność na zawirowania światowej koniunktury. W Polsce także pokazaliśmy prawdziwą determinację, realizując w tych trudnych okolicznościach zaplanowane inwestycje zgodnie z napiętymi harmonogramami i tworząc mnóstwo wartościowych, opartych na wiedzy stanowisk pracy.

Co więcej, farmy wiatrowe na lądzie wzmocniły także budowany od lat wizerunek najtańszych źródeł wytwarzania energii. Już dzisiaj koszt pozyskania jednej megawatogodziny oscyluje wokół 200 PLN. Likwidacja barier odległościowych, która umożliwi wykorzystanie w realizowanych projektach turbin najnowszych generacji, stworzy prze-

Dear Readers!

It is with great pleasure that we hand over to you a compendium of knowledge on the wind energy sector in Poland in 2021. The report is the result of the collaboration between the Polish Wind Energy Association (PSEW) – the largest non-governmental organization promoting the development of renewable energy sources, and the consulting company TPA Poland / Baker Tilly TPA and the legal business DWF, which in their respective fields are among the leading experts and professional service providers for the energy industry.

After a four-year pause, during which the industry faced the effects of an unprecedented crisis and investment stagnation, we return to the tradition of an annual analysis and update of the Wind Sector Study. We outline the prospects for the sector's development, as well as point to new business opportunities that are opening up. This would not have been possible if it had not been for the effort put into successively paving the way for wind energy projects frozen by the so-called distance law of 2016. The dynamic increase in new capacity of onshore wind farms observed in the past months are the result of a gradual approval of the most advanced projects for the 2018–2020 auctions. This has increased the installed capacity potential to 6.7 GW (PSE data as of March 2021) and will exceed 10 GW in the next two or three years. The government's announcement of the liberalization of the distance law, which will directly translate into another investment boom of an additional 3–4 GW by 2025, is another cause for optimism.

The strategic goal is to unlock the full potential of Poland's onshore wind energy. The PSEW estimates it at 22–24 GW by 2030–2035. McKinsey's report "Carbon Neutral Poland 2050" indicates 35 GW of onshore wind farms by 2050 (for more details see chapter: Sector development forecasts). The actual scenario for the future will depend on the scale and nature of support for onshore wind development in the state's energy policy and recovery plans after the COVID-19 pandemic.

Onshore wind energy has every chance of becoming the answer to both the climate and the economic crisis. The pandemic has impacted global supply chains and pinpointed their vulnerabilities. But the wind industry has come out unscathed, showing remarkable resilience in the face of global economic turmoil. In Poland, we have also shown true determination by delivering, under these difficult circumstances, planned projects in line with tight schedules and by creating many valuable, knowledge-based jobs.

Furthermore, onshore wind farms have also reinforced the image built up over the years of the cheapest source of power generation. Today, the cost of generating one megawatt-hour is around PLN 200. The elimination of distance regulations, which will enable the use of state-of-the-art turbines in ongoing projects, will create space for

strzeń do dalszego obniżania średniej ceny ofert składanych w aukcjach przez inwestorów wiatrowych – nawet o kolejne kilkadziesiąt złotych na megawatogodzinę.

Dlatego w najbliższych latach dojdzie do przyspieszenia transformacji energetycznej przede wszystkim z przyczyn ekonomicznych, związanych z rosnącą dysproporcją pomiędzy kosztami wytwarzania energii elektrycznej w źródłach konwencjonalnych i odnawialnych, głównie wiatrowych. Potwierdzają to najnowsze analizy, o których szerzej piszemy w rozdziale: Prognozy rozwoju sektora. Dość powiedzieć, że większość długoterminowych szacunków dla Polski nie pozostawia wątpliwości, iż bardzo wysoki (ponad 70-proc.) udział źródeł węglowych w miksie wytwórczym zostanie w ciągu najbliższych dekad radykalnie obniżony i zastąpiony dominującym w miksie portfelem instalacji wiatrowych.

Tani i czysty prąd z najtańszych źródeł odnawialnych jest niezbędny dla utrzymania międzynarodowej konkurencyjności polskiej gospodarki. Każdy dodatkowy gigawat mocy zainstalowanej w farmach wiatrowych oznacza dla nich realne oszczędności, bo już teraz przekłada się na zmniejszenie ceny energii na rynku hurtowym średnio o ponad 20 PLN/MWh, a z czasem oszczędność wobec źródeł wysokoemisyjnych będzie trwale rosła. Dlatego polski przemysł równoległe zabiega o liberalizację przepisów, by móc budować własne źródła wiatrowe lub kupować energię z nich w ramach korporacyjnych umów (tzw. corporate PPA).

Aspekty ekonomiczne i środowiskowe, ale także stale prowadzone działania edukacyjne sprawiają, że Polacy nabierają zaufania do energetyki wiatrowej. Potwierdzają to badania opinii społecznej przeprowadzone na zlecenie Ministerstwa Klimatu i Środowiska w listopadzie 2020 r. Wynika z nich m.in., że aż 85 proc. Polaków popiera rozwój lądowych farm wiatrowych, a ponad połowa z respondentów mieszkających w sąsiedztwie farmy pozytywnie ocenia działania władz lokalnych i inwestora. Kluczowy jest również fakt, że jedynie 8 proc. osób mieszkających w pobliżu lądowych farm wiatrowych ocenia działania władz lokalnych i inwestorów (na etapie budowy) negatywnie (6 proc.) albo bardzo negatywnie (2 proc.).

To wszystko daje mocne podstawy, aby spojrzeć w przyszłość z optymizmem. Także my, autorzy niniejszego raportu, podejmujemy długoterminową decyzję o jego wznowieniu i corocznej aktualizacji, wierząc, że stoimy u progu nowego i trwałego trendu wzrostowego.

Raport „Lądowa energetyka wiatrowa w Polsce” jest dostępny bezpłatnie.

further reduction of the average price of bids submitted in auctions by wind investors – even by another several dozen PLN per megawatt-hour.

Therefore, the coming years will see an pick up in pace of the energy transition primarily for economic reasons related to the growing disparity between the costs of generating electricity from conventional and renewable sources (mainly wind). This is supported by recent analysis, which we discuss in detail in the chapter entitled: Sector development forecasts. It suffices to say that most long-term estimates for Poland leave no doubt that the very high (over 70%) share of coal sources in the generation mix will be drastically reduced over the next decades and replaced by a wind portfolio that dominates the mix.

Cheap and clean electricity from the cheapest renewable sources is essential for maintaining international competitiveness of the Polish economy. Each additional gigawatt of installed capacity in wind farms means real savings for them, as it already translates into an reduction of energy price on the wholesale market by over 20 PLN/MWh on average, and with time the savings towards high-emission sources will permanently grow. That is why the Polish industry is simultaneously advocating for the liberalization of regulations so that it can build its own wind farms or buy energy from them under corporate PPAs.

Economic and environmental aspects, as well as ongoing educational activities encourage Poles to gain more and more confidence in wind energy. This has been confirmed by opinion polls conducted for the Ministry of Climate and Environment in November 2020. They show, i.a., that as many as 85% of Poles support the development of onshore wind farms, and more than half of the respondents living in the vicinity of a farm positively assess the actions of local authorities and the investor. Another key fact is that only 8% of people living in the vicinity of onshore wind farms perceive the actions of local authorities and investors (at the construction stage) negatively (6%) or very negatively (2%).

All of this provides a strong basis to look to the future with optimism. The authors of this report make a long-term decision to resume publishing and updating it annually, as we believe that we are on the verge of a new and sustained upward trend.

The “Onshore Wind Energy in Poland” report is available free of charge.

Janusz Gajowiecki

CEO
PSEW

Wojciech Sztuba

Managing Partner
TPA Poland / Baker Tilly TPA

Karol Lasocki

Partner
DWF



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

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

1 Konkurencyjność Polski na arenie międzynarodowej

Polski system energetyczny wydaje się mocno opierać globalnym trendom. Zasoby kopalne – węgiel kamienny i węgiel brunatny – nadal dominują w krajowym miksie wytwórczym. Mimo to konsekwentnie i najszybciej rośnie udział OZE. Według danych za 2020 r. po raz pierwszy w historii udział węgla spadł poniżej 70 proc. Najwięcej czystej energii produkuje się w lądowych farmach wiatrowych. W 2020 r. moc zainstalowana instalacji wykorzystujących energię wiatru na lądzie wyniosła 6,35 GW. Produkcja energii elektrycznej z OZE wyniosła w ubiegłym roku blisko 28 TWh, w tym niemalże 16 TWh z energetyki wiatrowej.

Ze względu na stale rosnące koszty emisji CO₂ oraz wysokie koszty krajowego węgla produkcja energii w Polsce staje się coraz mniej konkurencyjna. Najkorzystniejszą alternatywą dla produkcji energii z paliw kopalnych jest tania i czysta energia z wiatru. Konkurencyjność polskiego sektora onshore nie budzi wątpliwości. Wyniki aukcji dowodzą, że w polskich warunkach energia z wiatru jest najtańsza na rynku i że jej rozwój to szansa na tańszą energię dla Polaków. W 2020 r. udało się rozstrzygnąć m.in. największą aukcję OZE, która przełoży się na budowę kolejnych 0,9 GW w instalacjach wiatrowych na lądzie. Widać wyraźnie, że sektor onshore będzie kluczowym elementem transformacji energetycznej.

To na pewno nie koniec rozwoju najtańszej technologii wytwarzania prądu. Jasne jest, że zachowanie konkurencyjności przemysłu wymaga zagwarantowania mu energii czystej, pewnej i relatywnie taniej. Takim źródłem jest energia z wiatru na lądzie, która potwierdza swoją niezawodność i konkurencyjność cenową, przy czym tę ostatnią może dodatkowo istotnie zwiększyć oczekiwana nowelizacja tzw. ustawy odległościowej, która ustaliła minimalną odległość turbin m.in. od zabudowań mieszkalnych na poziomie co najmniej 10-krotności wysokości całej instalacji. Konieczne są jak najszybsza rezygnacja z tej sztywnej, nieuzasadnionej reguły i umożliwienie pełnego odblokowania inwestycji opartych na najnowszych, efektywnych kosztowo technologiach generacji energii z wiatru.

2 Polska, Europa, świat

2.1. Polska

Realny obraz dynamiki rynku wiatrowego w Polsce oddają dane Urzędu Regulacji Energetyki dotyczące ewolucji mocy zainstalowanej instalacji wykorzystujących energię wiatru na lądzie. Lata 2013–2016 były okresem stałego wzrostu mocy wiatrowych. Wejście w życie ustawy odległościowej istotnie zahamowało rozwój sektora. W latach 2017–2019 praktycznie zaniechano wszelkich działań związanych z rozwijaniem nowych projektów wiatrowych. Ramy prawne energetyki wiatrowej istotnie wpływają na rozwój inwestycji.

Poland's competitiveness on the international arena

The Polish energy generation system seems to be strongly resistant to global trends. Fossil fuels – hard and brown coal – still dominate the Polish energy generation mix. Nonetheless, the share of RES is growing consistently and the fastest of all. According to 2020 data, this is the first time in history that coal's share has dropped below 70%. The largest amount of clean energy is generated by onshore wind farms. In 2020, the installed capacity of onshore wind energy installations was 6.35 GW. Electricity production from RES was nearly 28 TWh last year, including nearly 16 TWh from wind power.

Due to the constantly rising costs of CO₂ emissions and the high cost of domestic coal, energy production in Poland is becoming less and less competitive. The most beneficial alternative to fossil fuel energy production is the cheap and clean wind energy. The competitiveness of the Polish onshore sector is beyond doubt. The auction outcomes prove that in Polish conditions wind energy is the cheapest on the market and that its development is a chance for cheaper energy for Poles. The largest RES auction was successfully concluded in 2020, which will translate into the construction of another 0.9 GW from onshore wind installations. It is clearly visible that the onshore sector will be the key part of the energy transition.

This is certainly not the end of the evolution of the cheapest power generation technology. It is obvious that keeping industry competitive requires providing it with energy that is clean, reliable, and relatively inexpensive. Onshore wind energy is such a source, which has proven to be reliable and cost-competitive. The latter may be significantly increased by the expected amendment to the distance law, which set the minimum distance of turbines from residential buildings at least 10 times the height of the entire installation. It is imperative that this rigid, unjustified rule be abandoned as soon as possible and that investments based on the latest, cost-effective wind generation technologies be fully unlocked.

Poland, Europe, worldwide

2.1. Poland

The real situation of the wind market in Poland is illustrated by the Energy Regulatory Office's data on the evolution of onshore wind energy capacity. The years 2013–2016 were a period of steady growth in wind capacity. The entry of the distance law into force has significantly impeded the development of the sector. Between 2017 and 2019, virtually all development activities for new wind projects have been abandoned. The regulatory framework for wind energy significantly affects investment development.

Z zadowoleniem należy odnotować wzrost mocy zainstalowanych w 2020 r. oraz doskonałe dla wiatru aukcje z lat 2019 i 2020. Pełne odblokowanie potencjału onshore dokona się wraz ze zniesieniem sztywnego rygoru 10H.

The increase in installed capacity in 2020 and the excellent 2019 and 2020 wind power auctions have been a welcome development. The full unlocking of the onshore potential will occur with the lifting of the above, rigid 10H rule.

Tabela 1. Dynamika rynku wiatrowego w Polsce

Table 1. The evolution of onshore wind energy capacity in Poland

Rok Year	Moc zainstalowana instalacji wykorzystujących energię wiatru na lądzie [GW] Installed capacity of onshore wind installations [GW]	Wzrost mocy zainstalowanej instalacji wykorzystujących energię wiatru na lądzie [GW] Increase in installed capacity of onshore wind installations [GW]
2013	3,39	–
2014	3,84	0,45
2015	4,58	0,74
2016	5,81	1,23
2017	5,85	0,04
2018	5,86	0,01
2019	5,92	0,06
2020	6,35	0,43
Łącznie/Total	–	2,96

Źródło: Urząd Regulacji Energetyki

Source: Energy Regulatory Office (URE)

2.2. Europa

W 2020 r. zainstalowano w Europie 11,8 GW nowych mocy w lądowej energetyce wiatrowej. Europa ma obecnie około 220 GW zainstalowanej mocy w farmach wiatrowych (195 GW na lądzie i 25 GW na morzu). Norwegia (1,5 GW), Niemcy (1,4 GW), Hiszpania (1,4 GW) i Francja (1,3 GW) były liderami nowych instalacji typu onshore.

Według danych WindEurope sektor wiatrowy zatrudnia już 300 tys. osób w całej Europie. Przynosi 37 mld EUR do PKB UE i płaci 5 mld EUR podatków rocznie. Przyczynia się do rozwoju lokalnych społeczności. Każda nowa turbina zainstalowana w Europie generuje aktywność ekonomiczną wycenianą średnio na 10 mln EUR poprzez tzw. efekt mnożnikowy. Na obecną sytuację w Europie negatywnie wpływa pandemia COVID-19. Zainstalowano o około 1/5 mniej mocy na lądzie, niż przewidywano. Przy tym wpływ COVID-19 na rozwój energetyki wiatrowej nie jest równomierny – w przypadku Polski inwestycje wiatrowe przyspieszyły pomimo pandemii, co jednak należy rozumieć jako efekt odniesienia do niskich stanów z lat poprzednich.

2.2. Europe

In 2020, 11.8 GW of new onshore wind capacity was installed in Europe. Europe currently has around 220 GW of installed wind farm capacity (195 GW onshore and 25 GW offshore). Norway (1.5 GW), Germany (1.4 GW), Spain (1.4 GW) and France (1.3 GW) were the leaders in new onshore installations.

According to WindEurope, the wind sector already employs 300,000 people across Europe. It generates EUR 37 billion of the EU's GDP and provides EUR 5 billion in taxes annually. It also contributes to the development of local communities. Each new turbine installed in Europe generates economic activity valued at an average of EUR 10 million through the multiplier effect. The current situation in Europe is negatively affected by the COVID-19 pandemic. About 1/5 less onshore power was installed than anticipated. The impact of COVID-19 on wind energy development is not uniform – in the case of Poland, wind projects accelerated despite the pandemic, but this should be understood as an effect of referring to the low levels of previous years.

Tabela 2. Nowe instalacje i łączna moc onshore w 2020 r.**Table 2. New installations and total onshore capacity in 2020**

Państwa europejskie, które zainstalowały nowe moce w 2020 r. <i>European countries that installed new capacities in 2020</i>	Nowe instalacje (MW) <i>New installations (MW)</i>	Łączna moc zainstalowana (MW) <i>Cumulative capacity (MW)</i>	Udział w miksie energetycznym <i>Share of wind</i>
Austria / <i>Austria</i>	25	3120	12%
Belgia / <i>Belgium</i>	152	2459	5%
Bośnia i Hercegowina / <i>Bosnia & Herzegovina</i>	48	135	N/A
Chorwacja / <i>Croatia</i>	152	803	10%
Dania / <i>Denmark</i>	136	4478	30%
Finlandia / <i>Finland</i>	302	2515	9%
Francja / <i>France</i>	1318	17 947	9%
Niemcy / <i>Germany</i>	1431	54 938	22%
Grecja / <i>Greece</i>	517	4113	15%
Irlandia / <i>Ireland</i>	196	4326	38%
Włochy / <i>Italy</i>	137	10 852	7%
Luksemburg / <i>Luxembourg</i>	30	166	N/A
Holandia / <i>Netherlands</i>	486	4174	9%
Norwegia / <i>Norway</i>	1532	3977	7%
Portugalia / <i>Portugal</i>	4	5461	25%
Rosja / <i>Russia</i>	713	905	N/A
Hiszpania / <i>Spain</i>	1400	27 259	22%
Szwecja / <i>Sweden</i>	1007	9801	20%
Szwajcaria / <i>Switzerland</i>	12	87	N/A
Turcja / <i>Turkey</i>	1224	9305	8%
Ukraina / <i>Ukraine</i>	144	1314	N/A
Wielka Brytania / <i>UK</i>	115	13 740	N/A
Łącznie / <i>Total (Europe)</i>	11 813	194 533	13%

Źródło: WindEurope

Source: WindEurope

2.3. Świat

Rok 2020 był rekordowy dla światowej energetyki wiatrowej, ale nowy raport opublikowany przez GWEC ostrzega, że świat musi zainstalować nowe moce wiatrowe trzy razy szybciej w ciągu następnej dekady, aby osiągnąć globalne cele klimatyczne.

Całkowita globalna moc wiatrowa wynosi obecnie do 743 GW, co pomaga światu uniknąć ponad 1,1 mld ton CO₂ rocznie – co odpowiada rocznej emisji dwutlenku węgla w Ameryce Południowej. Jednak świat musi co roku instalować co najmniej 180 GW nowej energii wiatrowej, aby uniknąć najgorszych skutków zmian klimatu, co oznacza, że przemysł i decydenci muszą działać szybko, aby przyspieszyć przechodzenie na odnawialne źródła energii. Należy spodziewać się dalszych wzrostów udziału energetyki wiatrowej w produkcji energii elektrycznej na świecie z uwagi

2.3. Worldwide

2020 was a record year for the global wind power sector, but a new report published by GWEC warns that in order to meet global climate goals, new wind capacity must be deployed three times faster than now over the next decade.

Total global wind capacity is now up to 743 GW, helping to avoid more than 1.1 billion tons of CO₂ annually on the global scale – an equivalent to South America's annual footprint. However, in order to avoid the worst effects of climate change, it is necessary to launch at least 180 GW of new wind energy each year globally, which means that industry and decision-makers must act quickly to accelerate the transition to RES. Further increases in wind power's share of global energy generation are to be expected due to political factors as well as the increasing profitability of such projects.

na czynniki polityczne oraz przede wszystkim rosnącą opłacalność inwestycji.

Tabela 3. Globalna moc wiatrowa

Table 3. Global wind capacity

Rok Year	Łączna moc zainstalowana energii wiatru [GW] Installed capacity of wind installations [GW]	Wzrost mocy zainstalowanej instalacji wykorzystujących energię wiatru [GW] Increase in installed capacity of wind installations [GW]
2009	159	–
2010	198	39
2011	238	41
2012	283	45
2013	319	36
2014	370	52
2015	433	64
2016	487	55
2017	540	54
2018	591	51
2019	651	60
2020	743	92
Łącznie/Total	–	584

Źródło: GWEC

Source: GWEC



**Uwarunkowania
prawne**

Legal framework

1 Ramy prawne rozwoju OZE

1.1. Ustawa OZE

Podstawowym aktem prawnym regulującym rozwój lądowej energetyki wiatrowej w Polsce jest ustawa z 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach 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 zmieniającą i w następstwie uchylającą dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE².

Celami przyświecającymi wejście w życie Ustawy OZE było przede wszystkim:

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

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

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

przy czym w rozumieniu Ustawy OZE instalacją OZE będzie np. farma wiatrowa, stanowi ona bowiem wyodrębniony

¹ Dz.U. z 2021 r., poz. 610, tekst jednolity.

² Dz.U.UE.L.2009.140.16 z późn. zm. Dyrektywa ta straci moc 1 lipca 2021 r. i zostanie wówczas zastąpiona przez Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (wersja przekształcona), Dz.U.UE.L.2018.328.82.

Legal framework for RES development

1.1. RES Act

The core legal act that regulates the development of onshore wind energy in Poland is the Act of February 20, 2015 on Renewable Energy Sources¹ (hereinafter: the “RES Act”).

The RES Act transposes into the Polish legal system the Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of April 23, 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC².

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

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

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

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

within the meaning of the RES Act, a RES installation is, for instance, a wind farm, as it is an installation comprising

¹ Consolidated text: Journal of Laws of 2021, item 610, as amended.

² Official Journal EU.L.2009.140.16 as amended. This Directive will be binding until 1 July 2021 and will then be replaced by Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast), Official Journal EU.L.2018.328.82.

zespół urządzeń służących do wytwarzania energii z OZE. Kwestie przyłączeniowe, a więc regulacje odnoszące się do przylączenia instalacji OZE do sieci energetycznej, nadal stanowią natomiast domenę ustawy z 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne³. Tak więc Ustawa OZE, uzupełniona o przepisy ustawy Prawo energetyczne, kształtują łącznie ramy prawne funkcjonowania lądowej energetyki wiatrowej w Polsce.

1.2. Ogólne zasady wsparcia w systemie aukcyjnym

System aukcyjny jest obecnie podstawowym mechanizmem wsparcia instalacji OZE. Miał on w założeniu zastąpić system świadectw pochodzenia, a to w wyniku przyjęcia zasady, że instalacje OZE, w których pierwsze wytworzenie energii elektrycznej nastąpiło (lub ma nastąpić) po 1 lipca 2016 r., mogą skorzystać wyłącznie z systemu aukcyjnego. Jego wprowadzenie w Polsce poprzedziła pozytywna decyzja Komisji Europejskiej z 13 grudnia 2017 r. uznająca tę formę pomocy publicznej za zgodną z rynkiem wewnętrznym⁴.

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

Główną zaletą systemu aukcyjnego jest jego stabilność oraz przewidywalność, co znacznie ułatwia inwestorom uzyskanie zewnętrznego finansowania na rozwój elektrowni wiatrowej. Stabilność wiąże się z określonym z góry okresem wsparcia, który nie może być dłuższy niż 15 lat od dnia sprzedaży po raz pierwszy energii elektrycznej po dniu zamknięcia sesji aukcji (dotychczas okres ten zawsze wynosił 15 lat). Przewidywalność wiąże się natomiast po pierwsze – z ceną sprzedaży energii, która obowiązuje w całym okresie wsparcia i wywodzi się z oferty wygrywającej aukcję, a następnie jest corocznie waloryzowana wskaźnikiem inflacji, a po drugie – z łączną ilością energii elektrycznej, która ma zostać sprzedana w ramach systemu aukcyjnego, którą również podaje się w ofercie.

Zgodnie z obecnym brzmieniem Ustawy OZE aukcje mogą być przeprowadzane do 30 czerwca 2021 r. Niemniej Ministerstwo Klimatu i Środowiska pracuje nad nowelizacją Ustawy OZE, która ma m.in. przedłużyć system aukcyjny o ponad 6 lat, co będzie oznaczało, że aukcje będą mogły być przeprowadzane do 31 grudnia 2027 r. Jako że Komisja Europejska 17 grudnia 2020 r. zgodziła się na przedłużenie funkcjonowania aukcyjnego systemu wsparcia o 6 miesięcy, czyli do 31 grudnia 2021 r.⁵, projektowane przedłużenie okresu wsparcia o dalsze 6 lat również będzie wymagało zgody Komisji Europejskiej.

a separate set of devices used to generate energy from renewable energy sources. Connection issues, i.e. regulations relating to the connection of RES installations to the power grid, are still governed by the Act of April 10, 1997 on Energy Law³ (hereinafter: the "Energy Law"). Therefore, it is the RES Act, supplemented with provisions of the Energy Law, that jointly shapes the legal framework for onshore wind energy in Poland.

1.2. General principles of support under the auction system

The auction system is currently the basic support mechanism for RES installations. It was intended to replace the system of certificates of origin, hence as a rule all RES installations in which the first generation of electricity took place (or is to take place) after July 1, 2016 can only benefit from the auction system. Its establishment in Poland was preceded by a positive decision of the European Commission of December 13, 2017 recognizing auction system as a form of state aid compatible with the internal market⁴.

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

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

According to the current wording of the RES Act, auctions can be held until June 30, 2021. However, the Ministry of Climate is working on an amendment to the RES Act which, among other, is to extend the auction system by over 6 years, meaning that auctions might be held by December 31, 2027. On December 17, 2020, the European Commission has already agreed to extend the auction support system by 6 months, i.e. until December 31, 2021⁵. The planned extension of the support period for the next 6 years, will also require the approval of the European Commission.

³ Dz.U. z 2020 r., poz. 833 tekst jednolity z późn. zm.

⁴ Decyzja Komisji Europejskiej nr SA.43697, sprawa nr 2015/N.

⁵ Decyzja Komisji Europejskiej nr SA.59015, sprawa nr 2020/N.

³ Consolidated text: Journal of Laws of 2020, item 833, as amended.

⁴ European Commission Decision no. SA.43697, case no. 2015/N.

⁵ European Commission Decision no SA.59015, case no 2020/N.

Maksymalna ilość i wartość energii elektrycznej, jaka może być sprzedana w drodze aukcji w danym roku kalendarzowym ustalana jest przez Radę Ministrów w drodze rozporządzenia. Rozporządzenie to powinno ukazać się do końca października roku poprzedzającego. Jeśli chodzi o 2021 r., przewidziano, że:

- maksymalna ilość energii elektrycznej wytworzonej przez mniejsze instalacje wykorzystujące energię wiatru na lądzie i mniejsze instalacje fotowoltaiczne (do 1 MW), która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 2021 r., wynosi 14 700 000 MWh, a jej wartość to 5 292 000 000 PLN;
- maksymalna ilość energii elektrycznej wytworzonej przez instalacje wykorzystujące energię wiatru na lądzie i instalacje fotowoltaiczne (powyżej 1 MW), która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 2021 r. wynosi 38 760 000 MWh, a jej wartość to 10 748 400 000 PLN⁶.

1.3. System świadectw pochodzenia

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

Po przyjęciu systemu aukcyjnego jako podstawowego modelu wsparcia system świadectw pochodzenia co prawda został utrzymany, ale jest stopniowo wygaszany (brak możliwości wejścia do tego systemu nowych instalacji i stopniowe wychodzenie z niego instalacji po zakończeniu 15-letniego okresu wsparcia). Mogą z niego bowiem korzystać wyłącznie te instalacje OZE, w których energia elektryczna została wytworzona po raz pierwszy przed 1 lipca 2016 r. Warto dodać, że instalacje, które dotychczas były objęte systemem świadectw pochodzenia, mogą przejść do systemu aukcyjnego. Jeśli wygrają aukcje dedykowane dla instalacji istniejących, pomoc w ramach systemu świadectw pochodzenia dobiega końca.

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

Jest to tzw. ilościowy mechanizm wsparcia produkcji energii elektrycznej z OZE, a więc taki, który zakłada, że wytwórcy energii OZE otrzymują stosowne świadectwa (nazywane zielonymi certyfikatami) za każdą 1 MWh wyprodukowanej i wprowadzonej do sieci energii elektrycznej. Certyfikaty te wydaje Prezes Urzędu Regulacji Energetyki na wniosek wytwórcy. Następnie świadectwa pochodzenia mogą zostać zarejestrowane w dedykowanym im rejestrze prowadzonym

⁶ Rozporządzenie Rady Ministrów z 16 grudnia 2020 r. w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 2021 r. (Dz.U. z 2020 r., poz. 2363).

The maximum amount and value of electricity that may be sold in auction in a given calendar year is determined by the Council of Ministers in form of an ordinance. The ordinance should be published by the end of October of the preceding year. As for 2021, it is provided that:

- the maximum amount of electricity generated by smaller onshore wind and smaller photovoltaic installations (up to 1 MW) that can be sold through the auction in 2021 is 14,700,000 MWh and its value is 5,292,000,000 PLN,
- the maximum amount of electricity generated by onshore wind and photovoltaic installations (above 1 MW), that can be sold through the auction in 2021 is 38.760.000 MWh and its value is 10.748.400.000 PLN⁶.

1.3. System of certificates of origin

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

After the auction system was established as the basic support model, the certificates of origin system had been maintained, but it is gradually being phased out (new installations may not enter this system and existing installations are gradually exiting it as the 15-year support period ends). ThisAfter the auction system was established as the basic support model, the certificates of origin system had been maintained, but it is gradually being phased out. This is because it can only be used by those RES installations in which electricity was first generated before July 1, 2016. It is worth mentioning that the installations, which have been so far covered by the system of certificates of origin, may switch to the auction system. If these installations win the dedicated auction, the support under the certificate of origin comes to an end.

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

It is the so-called quantitative mechanism of support of electricity production from renewable energy sources. This mechanism assumes that the RES energy producers receive appropriate certificates (called green certificates) for each 1 kWh MWh of electricity produced and fed into the grid. The certificates are issued by the President of the URE, upon application of the producer. The certificates of origin may then be registered in a dedicated register maintained

⁶ Ordinance of the Council of Ministers of 16 December 2020 on the maximum quantity and value of electricity from renewable energy sources that may be sold by auction in 2021 (Journal of Laws of 2020, item 2363).

przez Towarową Giełdę Energii. Świadczenia pochodzenia, a właściwie prawa majątkowe z nich wynikające, stają się wówczas przedmiotem obrotu na giełdzie towarowej bądź też mogą być sprzedawane w ramach transakcji bezpośrednich. Istotną różnicą w stosunku do systemu aukcyjnego jest jednak to, że co do zasady wysokość wsparcia (w postaci cen zielonych certyfikatów) jest taka sama dla wszystkich wytwórców energii z OZE, niezależnie od typu źródła i wielkości instalacji oraz nie jest ona z góry znana – ceny praw majątkowych wynikających z zielonych certyfikatów zmieniają się w czasie.

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

1.4. System aukcyjny

W uzupełnieniu informacji przedstawionych w punkcie II.1.2. tego opracowania warto dodać, że każdego roku aukcje przeprowadzane są co najmniej jednokrotnie, odrębnie dla określonych w Ustawie OZE tzw. koszyków aukcyjnych, obejmujących dany typ i wielkość instalacji OZE. Z perspektywy lądowej energetyki wiatrowej ważne są dwa z nich, 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 inwestycje elektrowni wiatrowych konkurują z instalacjami fotowoltaicznymi, zarówno w koszyku do 1 MW, jak i powyżej 1 MW.

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

by the Polish Power Exchange (PPE). The certificates of origin, or more precisely, the economic rights arising from them, are then traded on the commodity exchange or can be sold in direct transactions. However, a significant difference compared to the auction system is that, in principle, the amount of support (i.e. prices for green certificates) is the same for all RES energy producers, regardless of the type of energy source and size of the installation and it is not known in advance – prices of green certificates change in time. installation.

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

1.4. Auction system

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

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

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

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

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

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

Termin aukcji powinien być ogłoszony przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nie później niż 30 dni przed jej rozpoczęciem. Ogłoszenie zawiera nie tylko termin, ale także wskazuje na maksymalną ilość i wartość energii elektrycznej, jaka może zostać sprzedana w danej aukcji. Jest to istotna informacja dla wytwórcy, który zamierza wziąć udział w aukcji. Oferta aukcyjna powinna bowiem, obok danych podmiotu ją składającego, zawierać m.in. oznaczenie instalacji (w tym rodzaj i zainstalowaną moc elektryczną), łączną ilość energii elektrycznej wyrażoną w MWh 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 do spraw klimatu w drodze rozporządzenia. Cena referencyjna określana jest corocznie dla poszczególnych technologii (i zakresów mocowych) i powinna brać pod uwagę m.in. nakłady inwestycyjne potrzebne dla rozwoju i budowy danych instalacji oraz ich koszty operacyjne.

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

Wyniki aukcji Prezes Urzędu Regulacji Energetyki podaje do publicznej wiadomości w terminie 21 dni od zamknięcia aukcji. Wygrana aukcja gwarantuje wytwórcy prawo do wsparcia przez okres 15 lat od dnia pierwszej sprzedaży energii elektrycznej po zamknięciu danej aukcji, jednakże nie dłużej niż do 30 czerwca 2039 r. Jeśli system aukcyjny zostanie przedłożony do 31 grudnia 2027 r., zgodnie z obecnie procedowanym projektem ustawy nowelizującej (o czym mowa w punkcie II.1.2. powyżej), wówczas

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

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

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

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

The results of the auction are announced by the President of the URE within 21 days after closing of the auction. Winning the auction guarantees the producer the right to support for the period of 15 years from the date of the first sale of electricity after closing the auction, however no longer than until June 30, 2039. If the auction system is prolonged until December 31, 2027, in is submitted by June 30, 2026, in accordance with the currently pending draft amendments to the RES Act (as mentioned in point II.1.2. above), then the

okres wsparcia zostanie adekwatnie przedłużony dla kolejnych aukcji.

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

Jeśli z kolei ceny energii elektrycznej na Towarowej Giełdzie Energii będą wyższe niż cena przyjęta w zwycięskiej ofercie aukcyjnej (z uwzględnieniem waloryzacji), wówczas mamy do czynienia z tzw. dodatnim saldem. Dodatnie saldo wykorzystywane jest do bieżącego rozliczania (pokrywania) ujemnego salda. Jeśli jednak na koniec okresu wsparcia wciąż zostanie nadwyżka, wytwórca ma obowiązek dokonać jej zwrotu na rzecz operatora rozliczeń w 6 równych ratach po upływie okresu wsparcia. Należy jednak wskazać, że obecnie procedowana nowelizacja Ustawy OZE⁷ zakłada zmianę sposobu rozliczenia „dodatniego salda”, a to poprzez skrócenie ostatecznego okresu rozliczenia z dotychczasowego upływu okresu wsparcia do 3 lat z terminem zwrotu do 30 czerwca czwartego roku następującego po roku, którego dotyczy zwrot. Przy czym zmiana ta miałaby dotyczyć zarówno tych wytwórców, którzy już wygrali aukcję (ze stosownym okresem przejściowym), jak i odnosić się do aukcji przyszłych. W konsekwencji, jeśli zmiana ta wejdzie w życie, w największym stopniu dotknie tych wytwórców, których oferty aukcyjne przewidywały ceny dużo niższe niż rynkowe ceny energii.

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

support period will be extended accordingly until June 30, 2045 for subsequent auctions.

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

On the other hand, if the electricity prices on the Polish Power Exchange will be higher than the price accepted in the winning auction bid (including adjustment for the inflation rate) it results in so-called “positive balance”. Positive balance is first used for settling any negative balance. However, if at the end of the support period there is still a positive balance, the producer is obliged to return the surplus to the settlement operator in 6 equal installments after the end of the support period. It should be pointed out, however, that the currently pending amendments to the RES Act⁷ provide for a change in the method of settling the “positive balance” by shortening the final settlement period from the end of the support period to 3 years with the deadline for repayment by June 30, of the 4th year following the year to which the reimbursement applies. This change would apply both to producers that have already won the auction (with the relevant interim period) and auction and to any future auctions. In consequence, if the amendment comes into force, it will affect to the greatest extent these producers whose auction bids provided for prices lower than the market energy prices.

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

⁷ Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw z 29 lipca 2020 r., dostępny na stronach Rządowego Centrum Legislacji: <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12336702/katalog/12704366#12704366>.

⁷ Draft Act amending the Renewable Energy Sources Act and certain other acts of 29 July 2020 – available on the Government Legislation Centre website: <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12336702/katalog/12704366#12704366>.

a jeśli okaże się, że są one niewystarczające na pokrycie ujemnego salda, ma obowiązek m.in. zaciągnąć zadłużenie na pokrycie ujemnego salda. Wygrana w aukcji wiąże się dla wytwórcy z trzema kluczowymi obowiązkami, o których powinien pamiętać:

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

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

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

among others, to incur debt to cover the negative balance. Winning the auction comes with three key obligations for the RES producer:

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

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

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

Doświadczenia z aukcji OZE przeprowadzonych przez Urząd w 2020 r. wskazują na spowolnienie w rozwoju nowych projektów wiatrowych, co przypisać należy przede wszystkim ograniczeniu wynikającym z tzw. ustawy odległościowej. Pojawianie się nowych instalacji wiatrowych oraz potencjał tzw. re-poweringu będzie zatem w przyszłości zależeć w głównej mierze od zmian polityki przestrzennej. Osiągnięcie kolejnych celów transformacji sektora oraz realizacja przez Polskę założeń europejskiej polityki klimatyczno-energetycznej wiąże się z koniecznością podjęcia szeregu działań adresowanych do wszystkich uczestników rynku. Wśród nich powinno znaleźć się wytyczenie nowych ścieżek regulacyjnych: zarówno w obszarze polityki planistycznej, szeroko rozumianej ochrony środowiska, jak i stricte odnoszących się do zagadnień energetycznych, takich jak struktura rynku, taryfy, mechanizmy wspierające rozwój sieci czy nadzór nad wytwarzaniem.

Jeśli chodzi o nasze najbliższe działania: wiadomo już, że aukcje w 2021 r. przeprowadzimy zdecydowanie wcześniej, niż odbywało się to w ostatnich latach (z wyjątkiem roku 2017). Nie powinno to jednak być zaskoczeniem dla rynku, gdyż wynika wprost z obowiązujących przepisów, które obecnie przewidują funkcjonowanie aukcyjnego systemu wsparcia OZE jedynie do połowy bieżącego roku, choć rząd przyjął już nowelizację tych przepisów. Parametry sprzedaży energii elektrycznej w koszyku dla większych elektrowni wiatrowych, tj. o mocy większej niż 1 MW, są nieco niższe niż w ubiegłym roku – wynika to ze wspomnianego już spadku podaży projektów wiatrowych.

W niedalekiej przyszłości szczególną uwagę należałoby poświęcić dalszemu zrównoważonemu rozwojowi nowoczesnej lądowej energetyki wiatrowej, która dzięki postępowi technologicznemu może, uwzględniając potrzeby lokalnych społeczności oraz kryteria środowiskowe, wypełnić lukę inwestycyjną i efektywnie uzupełnić energię pochodzącą z instalacji fotowoltaicznych.

Podsumowując, nadal otwarte pozostają pytania dotyczące kształtu i kierunku zmian mechanizmów wsparcia OZE w przypadku instalacji fotowoltaicznych i wiatrowych, w kontekście zrównania cen w aukcjach z cenami szeroko pojętego rynku konkurencyjnego, a także biorąc pod uwagę rolę, jaką powinny odegrać w systemie energetycznym pozostałe technologie, którym aktualne rozwiązania wspierające nie zapewniają wystarczających zachęt inwestycyjnych.

Nie mam wątpliwości, że sektor energetyki wiatrowej posiada olbrzymi potencjał do dalszych wzrostów mocy zainstalowanej, a co za tym idzie, odegra istotną rolę w realizacji założeń pakietu klimatyczno-energetycznego.



Rafał Gawin
Prezes / President
Urząd Regulacji Energetyki

The experience of RES auctions conducted by the URE in 2020 indicates a slowdown in the development of new wind projects, which should be primarily attributed to the restrictions stemming from the so-called Distance Law. The emergence of new wind installations and the potential for re-powering will therefore mainly depend on changes in spatial planning policy in the future. In order to achieve successive transformation targets for the sector and to meet the objectives of the European climate and energy policy, it is necessary to take a number of actions aimed at all market participants. These should include new regulatory paths: both in the area of planning policy, broadly understood environmental protection, and strictly related to energy issues such as market structure, tariffs, mechanisms supporting network development or supervision of generation.

As for our upcoming activities: it is already known that the 2021 auctions will be held much earlier than in recent years (with the exception of 2017). However, this should not come as a surprise to the market, as it follows directly from the current regulations, which currently provide for the functioning of the auction support system for RES only until the middle of 2021, even though the government has already adopted an amendment to these regulations. The parameters of energy sales in the basket for larger wind power plants, i.e. with capacity exceeding 1 MW, are slightly lower than last year – this is due to the already mentioned decrease in the supply of wind projects.

In the near future, special attention should be paid to further sustainable development of modern onshore wind energy, which - thanks to technological developments in this area - can successfully bridge the investment gap and effectively supplement the power coming from photovoltaic installations, taking into account the needs of local communities and environmental criteria.

To sum up, there are still some questions unanswered regarding the shape and direction of changes in the RES support mechanisms in the case of photovoltaic and wind installations, in the context of aligning auction prices with those of the wide-ranging competitive market and also taking into account the role to be played in the energy system by other technologies which are not provided with sufficient investment incentives under the current support solutions.

I have no doubt that the wind energy sector has a huge potential for further increases in installed capacity and, consequently, will play an important role in meeting the climate and energy package targets.

1.5. Etap projektowy realizacji elektrowni wiatrowych

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

1.5. Development stage of wind farms

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

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

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

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

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

2 Tytuł prawny do nieruchomości pod lokalizację farmy wiatrowej

2.1. Prawo własności

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

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

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

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

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

Legal title to the property for wind farm location

2.1. Ownership right

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

Uzyskany tytuł będzie dowodził 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. 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.

W dalszej części tego opracowania przedstawiono przegląd 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.

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 o kształtowaniu ustroju rolnego⁸ istotne ograniczenia w nabywaniu nieruchomości rolnych przez inne podmioty niż rolnik indywidualny. W praktyce czasem się zdarza, że przedmiotem nabycia jest nieruchomość, na której ma zostać wybudowana stacja elektroenergetyczna.

2.2. Umowa najmu i dzierżawy

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

Ze względu na wynikające z ustawy o kształtowaniu ustroju rolnego ograniczenia w oddawaniu w dzierżawę nieruchomości rolnych przez nabywców takich nieruchomości w pewnych okolicznościach przed zawarciem umowy dzierżawy może być wymagane uzyskanie uprzedniej zgody Dyrektora Generalnego Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa. Umowa dzierżawy zawarta bez takiej zgody dotknięta jest sankcją nieważności⁹.

⁸ Ustawa z 11 kwietnia 2003 r. o kształtowaniu ustroju rolnego (Dz.U. z 2020 r., poz. 1655, tekst jednolity z późn. zm.).

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

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

In the further part of this report, a review of the most frequently used legal titles to the real estate intended for the wind turbine towers and other elements of the wind farm infrastructure is presented, taking into account the diversity of those elements, as well as specificity related to the special status of certain real estate owned by the State Treasury, local government or state legal persons.

Although the ownership right is the strongest legal title to the land, granting the widest range of rights, as a rule, investors planning to build a wind farm do not decide to acquire the property for this purpose. As mentioned above, the rights to land are secured at the initial stage of the investment, when the decision to purchase the real estate could prove to be premature. In addition, significant limitations resulting from the Act on shaping of the agricultural system⁸ in acquiring agricultural real estate should be considered by entities other than individual farmers. In practice it sometimes happens that the investors acquire the real estate on which a substation is to be built.

2.2. Lease and tenancy agreement

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

Due to the limitations arising from the Act on shaping of the agricultural system as to renting agricultural real estate, in certain circumstances the landowner may be required to obtain prior consent of the Director General of the National Support Centre for Agriculture before concluding a lease agreement. A lease agreement concluded without such consent is void⁹.

⁸ Act of 11 April 2003 on shaping of the agricultural system (Consolidated text: Journal of Laws of 2020, item 1655, as amended).

⁹ Article 9(1)(2) Act of 11 April 2003 on shaping of the agricultural system.

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

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

Orzecznictwo Sądu Najwyższego¹⁰ dopuszcza uznanie umowy, którą strony zawarły jako umowę dzierżawy, a która daje dzierżawcy uprawnienie do uzyskiwania dochodów ze sprzedaży energii elektrycznej otrzymywanej przez przetworzenie energii wiatrowej za pomocą elektrowni wiatrowej (które nie mają charakteru pożytku naturalnego ani cywilnego), w zamian za okresowe świadczenie pieniężne, za umowę nienazwaną, do której mogą być stosowane odpowiednio przepisy o dzierżawie. Sąd Najwyższy nie przesądził co prawda, w jakim dokładnie zakresie przepisy o dzierżawie należy stosować do tych umów „odpowiednio”, w szczególności, czy takie odpowiednie stosowanie dotyczy również możliwości zawarcia umowy na czas oznaczony 30 lat. Niemniej, jeśli dopuścić taką możliwość, kwestia statusu wydzierżawiającego jako przedsiębiorcy w kontekście długości okresu obowiązywania (10 lub 30 lat), po którym umowa przekształca się w umowę zawartą na czas nieokreślony, podlegającą rozwiązaniu za wypowiedzeniem, straciłaby swoją doniosłość.

Zgodnie z art. 678 w zw. z art. 694 Kodeksu cywilnego w razie zbycia dzierżawionej nieruchomości w czasie trwania dzierżawy nabywca wstępuje w stosunek dzierżawy na miejsce zbywcy, może jednak wypowiedzieć najem z zachowaniem ustawowych terminów wypowiedzenia. To uprawnienie nie przysługuje nabywcy, jeżeli umowa dzierżawy była zawarta na czas oznaczony z zachowaniem formy pisemnej i z datą pewną, a rzecz (nieruchomość) została dzierżawcy wydana. Ten sam skutek prawnej ochrony przed wypowie-

¹⁰ Zob. np. wyrok Sądu Najwyższego z 5 października 2012 r., sygn. akt IV CSK 244/12.

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

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

The case law of the Supreme Court¹⁰ allows for recognition of an agreement, which the parties have concluded, as a lease agreement and which gives the lessee the right to receive income from the sale of electricity obtained by converting wind energy by means of a wind turbine (which are not a natural or civil benefit), in exchange for periodic cash benefits, as an unnamed agreement to which the provisions on lease may be applied only accordingly. The Supreme Court did not rule on the exact scope of applicability of lease provisions to such contracts accordingly, particularly whether such application also relates to the possibility of concluding a 30-year fixed-term agreement. However, if this is allowed, the issue of the lessor's status as an entrepreneur in the context of duration of the lease agreement (10 or 30 years) after which the agreement becomes an indefinite term agreement, would lose its significance.

According to Article 678 in connection with Article 694 of the Civil Code, if the leased real estate is sold during the lease period, the purchaser enters into the lease relationship in place of the seller, but may terminate the lease agreement at the statutory notice. The purchaser is not entitled to this right if the lease agreement was concluded for a definite period in writing and with a definite date and the real estate was handed over to the lessee. The same result of legal protection against termination will be achieved if the lessee's rights are disclosed

¹⁰ See the judgment of the Supreme Court of 5 October 2012, ref. no. IV CSK 244/12.

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

W przypadku sprzedaży egzekucyjnej ochrona wynikająca z zawarcia umów dzierżawy z datą pewną wydania nieruchomości lub ujawnienia praw dzierżawcy w księdze wieczystej nie będzie działać. Istnieje ryzyko nabycia nieruchomości w postępowaniu egzekucyjnym przez osoby, które będą mogły następnie wypowiedzieć umowę dzierżawy zawartą na okres dłuższy niż 2 lata, w terminie 1 miesiąca od przysądzenia własności, z zachowaniem rocznego terminu wypowiedzenia, o ile umowa nie przewiduje krótszego terminu¹¹. 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, nabycie wierzytelności od egzekwującego wierzyciela czy nawet – w aktualnym stanie prawnym¹² – nabycie nieruchomości od komornika lub syndyka).

Znacznie rzadziej zawierane są w realiach branży umowy najmu. Czysto prawnie ten rodzaj umowy wydaje się właściwym tytułem zabezpieczenia prawa inwestora do gruntu wykorzystywanego na przykład na cele dróg dojazdowych do turbin wiatrowych biegnących przez nieruchomości niestanowiące przedmiotu dzierżawy. Ze względu jednak na wspomnianą wyżej nieatrakcyjność stosunku najmu, związaną z możliwością jego ustanowienia na zaledwie 10 lat (w stosunkach 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.

2.3. Służebność przesyłu

Najkorzystniejszym dla inwestora i „skrojonym na miarę” pod względem prawnym tytułem do gruntu, na którym ma zostać posadowiona i eksploatowana linia energetyczna (wraz ze światłowodem), jest służebność przesyłu regulowana prze-

in the land and mortgage register (regardless of handover of the real estate). Therefore, in order to eliminate the above risk, the investor should, in accordance with the prevailing market practice, conclude lease agreements for a specified period of time, in an appropriate form, and ensure that the handover of the real estate is documented, as well as aim at disclosing the rights under the lease agreements in the land and mortgage registers maintained for the leased real estate.

In the case of execution and enforcement sale of property, the protection arising from the lease agreement (even concluded with a certain date, the handover of the real estate or the disclosure of the lessee's rights in the land and mortgage register) will not apply. There is a risk that the real estate will be purchased in enforcement proceedings by entities who will then be able to terminate the lease within 1 month from acquiring the ownership, subject to a one-year notice period, unless the agreement provides for a shorter period¹¹. This is a sector-specific risk, arising from law and cannot be mitigated. Therefore, the lease agreement should provide for informational obligations on the part of the owner, allowing the lessee to monitor the owner's performance of its obligations to creditors and to counteract, as early as possible, the effects of an enforcement sale. If a threat of enforcement arises, the investor should may take steps to avoid an enforcement sale of the real estate (e.g. support the owner in repayment of debts, purchase receivables from a creditor, or even – in the current legal state¹² – purchase the real estate from an enforcement officer or receiver).

A tenancy agreement (umowa najmu) is much less common on the market. Legally, this type of agreement seems to be a proper title to secure the investor's right to the land used, for example, for access roads to wind turbines running through properties which are not the subject of the lease. However, due to the aforementioned unattractiveness of the tenancy relation, related to the possibility of its establishment for only 10 years (in relations with entities which do not have the entrepreneurs status), also properties on which access roads to a wind farm are located are usually subject to lease agreement. Only exceptionally investors seek to encumber such property with easement of passage for the benefit of the property on which the wind turbine is to be located.

2.3. Transmission easement

The most beneficial for the investor and legally “tailored” title to the land on which the power line (including optical fibre line) is to be installed and operated is the transmission easement regulated by Article 3051 and subsequent articles

¹¹ Art. 1002 zd. 2 Kodeksu postępowania cywilnego.

¹² Art. 2a ust. 3 pkt 9) ustawy o kształtowaniu ustroju rolnego.

¹¹ Article 1002 (2nd sentence) of the Code of Civil Procedure.

¹² Article 2a (3) (9) of the Act on the formation of the agricultural system.

pisami art. 3051 i nast. Kodeksu cywilnego. Najczęściej spotykaną formą ustanowienia służebności przesyłu jest oświadczenie woli właściciela gruntu sporządzone w formie aktu notarialnego. Treść służebności przesyłu powinna zezwalać inwestorowi na korzystanie z nieruchomości w celu prowadzenia robót związanych z budową linii energetycznych, późniejszą ich eksploatacją, a także na wejście na grunt w celu przeprowadzenia prac konserwacyjnych, napraw, usuwania awarii, jak też w celu usunięcia z nieruchomości umiejscowionych na niej urządzeń.

Ujawniona w księdze wieczystej służebność przesyłu o odpowiednio sformułowanej treści będzie dla inwestora stanowić źródło silnego uprawnienia do korzystania z nieruchomości z pierwszeństwem przed prawami innych osób trzecich ujawnionymi później oraz bez względu na to, kto stanie się właścicielem nieruchomości. Nawet sprzedaż egzekucyjna co do zasady pozwalająca na nabycie nieruchomości przez nowego właściciela bez obciążenia nie niweczy praw płynących ze służebności przesyłu.

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

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

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

2.4. Nieruchomości o szczególnym statusie

Charakterystyczne dla branży energetyki wiatrowej jest to, że w odniesieniu do niektórych gruntów stanowiących własność publiczną nie zostanie zawarta umowa dzierżawy lub inna podobna umowa czy też ustanowiona służebność przesyłu. Najczęściej występujące w praktyce szczególne

of the Civil Code. The most common form of establishing an easement is a declaration of will by the landowner made in the form of a notarial deed. The content of the transmission easement should allow the investor to use the real estate in order to carry out construction works related to power lines, their subsequent operation, as well as to enter the land in order to undertake maintenance work, repairs, remove breakdowns, and to remove equipment located on a real estate.

An adequately articulated transmission easement disclosed in the land and mortgage register will constitute for the investor an entitlement to use the real estate with priority over rights of other third parties disclosed later and regardless of who becomes the owner of the real estate. Even an enforcement sale, which as a rule allows a new owner to acquire the property unencumbered, does not invalidate the rights under the transmission easement.

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

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

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

2.4. Real estate with special status

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

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 orzecznictwie¹³, pogląd, że na nieruchomości stanowiącej drogę publiczną nie może zostać ustanowione ograniczone prawo rzeczowe, takie jak służebność przesyłu. W takim przypadku jedynymi instrumentami prawnymi służącymi zabezpieczeniu dostępu inwestora do tych nieruchomości na czas budowy i eksploatacji linii energetycznej są wydawane przez właściwego zarządcę drogi: (i) decyzja o lokalizacji w pasie drogowym urządzenia niezwiązanego z potrzebami zarządzania drogą lub potrzebami ruchu drogowego¹⁴, a następnie (ii) decyzja zezwalająca na zajęcie pasa drogowego w celu prowadzenia robót w pasie drogowym lub na umieszczenie w nim obiektu lub urządzenia¹⁵.

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

- gruntów pod wodami

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

- nieruchomości na terenach zamkniętych

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

¹³ Zob. np. postanowienie Sądu Najwyższego z 27 kwietnia 2017 r., II CSK 412/16.

¹⁴ Art. 39 ust. 3 ustawy z 21 marca 1985 r. o drogach publicznych (DZ.U. z 2020 r., poz. 470, tekst jednolity z późn. zm.).

¹⁵ Art. 40 ustawy o drogach publicznych.

- technical infrastructure located in the public road lane

In case of power and fiber optic lines located in the public roadway, the doctrine and the judicature¹³ expressed the view that a limited property right, such as the transmission easement, cannot be established. In such a case, the only legal instruments that serve to secure the investor's access to such real estate for the duration of construction and operation of the power line is a decision issued by the competent road manager, i.e.: (i) decision on the location in the road lane of a device not related to the needs of road management or the needs of road traffic¹⁴, and then (ii) a decision allowing for the occupation of the road lane for the purpose of carrying out construction works in the road lane or placing an object or device in it¹⁵.

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

- land under water

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

- real estate in closed areas

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

¹³ See, for example, the decision of the Supreme Court of 27 April 2017, ref. no. II CSK 412/16.

¹⁴ Article 39 (3) of the Act of 21 March 1985 on public roads (consolidated text: Journal of Laws of 2020, item 470, as amended).

¹⁵ Article 40 of the Act of 21 March 1985 on public roads.

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

3 Planowanie i zagospodarowanie przestrzenne

3.1. Studium i Miejscowy Plan Zagospodarowania Przestrzennego

Wraz z wejściem w życie ustawy z 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych¹⁶ lokalizacja elektrowni wiatrowych o mocy większej niż moc mikroinstalacji stała się możliwa jedynie w oparciu o miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego (dalej jako: „MPZP”). Na mocy tej ustawy wprowadzono także tzw. zasadę 10H, w myśl której budowa elektrowni wiatrowej dopuszczalna jest wyłącznie w minimalnej odległości dziesięciokrotności całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej od budynku mieszkalnego (lub budynku o funkcji mieszanej, w skład której wchodzi funkcja mieszkaniowa). Odległość ta musi być także zachowana w przypadku lokalizacji farmy wiatrowej od form ochrony przyrody i leśnych kompleksów promocyjnych.

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

¹⁶ Dz.U. z 2020 r., poz. 981, tekst jednolity.

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

Spatial planning and development

3.1. Study and Local Spatial Development Plan

With the entry into force of the Act of May 20, 2016 on Wind Farm Investments¹⁶ (hereinafter the “Wind Farm Investment Act”), the location of wind farms with a capacity greater than that of a micro-installation become possible only on the basis of a local zoning plan (hereinafter: the “zoning plan”). The Act introduced the so-called 10H rule, according to which the construction of a wind farm is only permitted within a minimum distance of ten times the total height of the wind power plant from a residential building (or a building with a mixed function including a residential function). This distance must also be maintained when locating a wind farm from nature protection forms and forest promotion complexes.

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

¹⁶ Consolidated text: Journal of Laws of 2020, item 981, as amended.

Jeżeli na obszarze gminy przewiduje 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 – jest ustalenie ich rozmieszczenia (art. 10 ust. 2a ustawy z 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym¹⁷, dalej jako: „UPZP”). Regulacja ta obowiązuje od 25 września 2010 r., a zgodnie z ustawą wprowadzającą tę zmianę¹⁸ obowiązujące w dniu wejścia w życie tejsze ustawy studia i MPZP zachowały moc. W obecnie procedowanej nowelizacji ustawy OZE znajdują się przepisy zmieniające UPZP w przedmiotowym zakresie poprzez podniesienie progu mocy urządzeń co do zasady objętych obowiązkiem ustalenia rozmieszczenia do 500 kW.

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

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

Procedura uchwalenia i zmiany MPZP jest tożsama. Wymaga ona m.in. podjęcia odpowiedniej uchwały przez radę gminy i publicznego ogłoszenia o przystąpieniu do sporządzania MPZP wraz z informacją o możliwości składania do niego wniosków, sporządzenia prognozy oddziaływania na środowisko dla projektu MPZP wraz z rozpatrzeniem złożonych wniosków, wyłożenia projektu MPZP wraz z prognozą do publicznego wglądu, a finalnie podjęcia uchwały w przed-

If the municipality plans to designate areas where RES installations with a capacity exceeding 100 kW will be located, as well as their protection zones related to restrictions on building and land development and use, the necessary element of the study – and consequently of the zoning plan – is the establishment of their location (Article 10(2a) of the Act of 27 March 2003 on spatial planning and development, hereinafter: the “Spatial Planning Act”¹⁷). This Act has been in force since 25 September 2010 and, pursuant to the act introducing this amendment¹⁸, the studies and zoning plans, which were in force on the date the act entered into force, remain valid. The currently proceeded amendment to the RES Act includes provisions amending the Spatial Planning Act in this respect, by raising the power threshold of devices in principle covered by the obligation of prior settlement of their location to 500 kW.

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

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

The procedure for adopting and amending a zoning plan is identical. It requires, among others, adopting an appropriate resolution by the municipal council and a public announcement on the preparation of a zoning plan and a call for applications thereto, preparation of an environmental impact forecast for the draft zoning plan with consideration of the submitted applications, submission of the draft zoning plan with the forecast for public review, and finally adoption

¹⁷ Dz.U. z 2020 r., poz. 293, tekst jednolity.

¹⁸ Art. 3 ust. 1 ustawy z 6 sierpnia 2010 r. o zmianie ustawy o gospodarce nieruchomościami oraz ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym.

¹⁷ Consolidated text: Journal of Laws of 2020, item 293, as amended.

¹⁸ Article 3(1) of the Act of 6 August 2010 amending the Act on real estate management and the Act on planning and spatial development.

miocie uchwalenia MPZP. Inwestor może zostać obciążony kosztami wynikającymi ze zmiany lub uchwalenia MPZP, gdy obowiązek pokrycia takich kosztów przewidują przepisy prawa powszechnie obowiązującego. Przeprowadzenie procedury planistycznej leży jednak wyłącznie w gestii gminy – w aktualnym stanie prawnym nie ma instrumentu prawnego nakładającego obowiązek podjęcia przez radę gminy procedury planistycznej (w zakresie uchwalenia czy też zmiany MPZP).

Uchwalenie lub zmiana MPZP będzie również konieczna, gdy posadowienie siłowni wiatrowych planowane jest na gruntach rolnych o wysokiej klasie bonitacyjnej gleby (klasa I–III). Zlokalizowanie inwestycji farmy wiatrowej na takich gruntach wymaga bowiem zmiany przeznaczenia w MPZP gruntów rolnych na cele nierolnicze oraz uzyskania w tym celu zgody ministra właściwego do spraw rozwoju wsi. Z obowiązku uzyskania zgody ministra na zmianę przeznaczenia gruntów na cele nierolnicze wyłączone zostały kategorie gruntów, które spełniają łącznie 4 przesłanki wymienione w ustawie z 3 lutego 1995 r. o ochronie gruntów rolnych i leśnych¹⁹, tj.:

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

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

Warto zwrócić uwagę, że:

- pożądanym jest, aby MPZP obejmował swym zakresem wszystkie urządzenia infrastruktury farmy wiatrowej;
- postanowienia MPZP powinny określać maksymalne parametry turbin wiatrowych (np. wysokość wieży, średnicę wirnika, oddziaływanie akustyczne), zamiast wskazywania konkretnych wartości – określenia te powinny być bowiem na tyle elastyczne, aby zapewniały możliwość modyfikacji parametrów urządzeń do potrzeb inwestora, bez konieczności późniejszej zmiany MPZP;
- zapewnienie prawidłowego udziału społeczeństwa jest szczególnie ważnym elementem procedury planistycznej. Uchybienie obowiązkowi ogłoszenia o przystąpieniu do sporządzania MPZP oraz umożliwienia lokalnej społeczności zapoznania się z projektem MPZP i składanie do niego uwag może skutkować nieważnością MPZP;

¹⁹ Dz.U. z 2017 r., poz. 1161, tekst jednolity.

of a resolution on (amending) the zoning plan. The investor may be charged with costs resulting from the amendment or adoption of the zoning plan if the obligation to cover such costs is imposed on the investor by applicable provisions of law. However, the municipality is solely responsible for carrying out the planning procedure – under the current state of law there is no legal instrument that imposes an obligation on the municipality council to undertake a planning procedure (to adopt or amend a zoning plan).

Adoption or amendment of the zoning plan will also be necessary when the wind farm is located on agricultural land with high soil quality class (class I–III). Locating a wind farm investment on such land requires a change of the designation of the agricultural land for non-agricultural purposes in the zoning plan and obtaining the consent of the minister responsible for rural development. The obligation to obtain the minister's approval for changing the designation of land for non-agricultural purposes, excludes categories of land that meet all four of the conditions listed in the Act of 3 February 1995 on the protection of agricultural and forestry land¹⁹, i.e.:

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

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

It should be noticed that:

- it is desirable that the zoning plan includes in its scope all the infrastructure of the wind farm;
- provisions of the zoning plan should specify the maximum parameters of the wind turbines (e.g. height of the tower, diameter of the rotor, acoustic impact) instead of indicating specific values – these terms should be flexible enough to provide the possibility to modify the technical parameters to the needs of the investor, without the necessity to later modify the zoning plan;
- ensuring proper public participation is a particularly important element of the planning procedure. Failure to comply with the obligation to announce the commencement of preparation of the zoning plan and to provide the local community with the opportunity to review the draft

¹⁹ Consolidated text: Journal of Laws of 2017, item 1161, as amended.

- istotne naruszenie zasad sporządzania studium lub MPZP, istotne naruszenie trybu ich sporządzania, a także naruszenie właściwości organów w tym zakresie, powodują nieważność MPZP w całości lub części;
- w terminie 30 dni od doręczenia uchwały o przyjęciu/ zmianie MPZP, właściwy wojewoda może stwierdzić jej nieważność z powodu sprzeczności z prawem. Po upływie tego terminu wojewoda w każdym czasie może także zaskarżyć obowiązujący MPZP do sądu administracyjnego;
- każdy, którego interes prawny został naruszony przez uchwalenie MPZP, może zaskarżyć MPZP do sądu administracyjnego, żądając stwierdzenia jego nieważności. Możliwość stwierdzenia nieważności MPZP nie jest ograniczona terminem, a sąd może orzec jego nieważność po spełnieniu ustawowych przesłanek niezależnie od daty uchwalenia MPZP. Co do zasady, interes prawny do zaskarżenia MPZP mają właściciele nieruchomości znajdujących się na terenie nim objętym. Właściciel musi udowodnić, że zaskarżony MPZP nie tylko narusza obowiązujące prawo, ale poprzez naruszenie prawa jednocześnie pozbawia go pewnych uprawnień albo uniemożliwia ich realizację²⁰. Właściciel nie może powołać się przy tym na sytuację czysto hipotetyczną, np. że w związku z budową farmy wiatrowej nie będzie mógł w przyszłości wykorzystywać nieruchomości rolnej do celów budowlanych;
- rząd pracuje obecnie nad liberalizacją zasady 10H i uelastycznieniem wymogów odległościowych lokalizowania elektrowni wiatrowych.

3.2. Decyzja o warunkach zabudowy

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

²⁰ Wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z 12 marca 2013 r., sygn. akt I OSK 1761/12.

- zoning plan and to submit comments may result in the invalidation of the zoning plan;
- significant violation of the principles of preparing a study or a zoning plan, significant violation of the procedure for their preparation, as well as violation of the competence of the authorities in this respect can result in the zoning plan invalidation in whole or in part;
- within 30 days from the delivery of a resolution adopting/ amending a zoning plan, the competent authority (Pol. *wojewoda*) may declare invalidity of the resolution as contrary to the law. After expiration of this deadline, the zoning plan may at any time be challenged in an administrative court;
- any person whose legal interest has been violated by the adoption of the zoning plan may challenge it in an administrative court and demand its invalidation. This possibility is not limited in time and the court may declare the zoning plan invalid if the statutory conditions are met, regardless of the date the zoning plan was adopted. As a rule, the owners of the real estate located within the area covered by the zoning plan have a legal interest in challenging it. The landowner must prove that the challenged zoning plan not only violates the applicable law, but also that the violation of the law deprives his rights or prevents their exercise²⁰. The owner cannot refer to a purely hypothetical situation, for instance, that due to the construction of a wind farm he will not be able to use the agricultural property for construction purposes in the future;
- the government is currently working on liberalising the 10H rule and making distance requirements for the location of wind farms more flexible.

3.2. Zoning decision

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

²⁰ See the judgment of the Supreme Administrative Court of 12 March 2013, ref. no. I OSK 1761/12.

3.3. Decyzja o lokalizacji inwestycji celu publicznego

Choć pożądanym jest, aby MPZP obejmował wszystkie elementy infrastrukturalne farmy wiatrowej, wynikający z ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych obowiązek lokalizowania elektrowni wiatrowych wyłącznie na podstawie MPZP nie znajduje zastosowania do pozostałych elementów infrastruktury farmy wiatrowej. W przypadku gdy takie elementy są zlokalizowane na terenach, na których nie obowiązuje MPZP, może zostać uzyskana decyzja o lokalizacji inwestycji celu publicznego (dalej jako: „decyzja LICP”). Uzyskanie powyższej decyzji będzie możliwe wyłącznie dla inwestycji stanowiących cele publiczne²¹, o ile spełnione zostaną warunki określone w UPZP. Infrastruktura techniczna farmy wiatrowej, taka jak linia kablowa, uznawana jest za inwestycję celu publicznego, w myśl art. 6 pkt 2 ustawy z 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami²², i możliwe jest uzyskanie dla niej decyzji LICP²³.

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 prawa²⁴. Jak rozstrzygnął jednak Naczelny Sąd Administracyjny²⁵, 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.

3.4. Kontekst tzw. ustawy krajobrazowej

W pierwotnym założeniu ustawa z 24 kwietnia 2015 r. o zmianie niektórych ustaw w związku ze wzmocnieniem

3.3. Decision on the location of a public purpose investment

Although it is desirable for the zoning plan to cover all infrastructural elements of the wind farm, the obligation resulting from the Wind Farm Investment Act to locate the wind power plants only on the basis of the zoning plan does not apply to the remaining elements of the wind farm infrastructure. If such elements are located in areas where the zoning plan does not apply, a decision on the location of a public purpose investment can be obtained (hereinafter: the “LPPI decision”). Obtaining the LPPI decision will be possible only for investments constituting public purposes²¹, provided that the conditions specified in the Spatial Planning Act are met. Technical infrastructure of the wind farm such as the cable line is considered to be a public purpose investment pursuant to Article 6 (2) of the Act on real estate management²², and thus it is possible to obtain the LPPI decision for such infrastructure²³.

It should be noted that prior to the introduction of the obligation to locate wind farms on a basis of zoning plan, the LPPI decision was an alternative planning instrument also for electricity generation units. However, as it was determined by the case law, power generating units do not constitute a public purpose investment. Therefore, the judicature of administrative courts considers LPPI decisions issued for wind power plants as issued in violation of law²⁴. However, as the Supreme Administrative Court stated²⁵, the fact that an authority opted for one of the interpretations of law presented in the case law and followed it in a subsequent decision, cannot be treated as a gross violation of law. Therefore, the LPPI decisions issued for a wind farm is not affected by a violation of law. The mere erroneous classification of the wind farm in the catalog of public purpose investments, does not justify the invalidation of the final LPPI decision.

3.4. Context of the so-called landscape law

In its original assumption, the Act of April 24, 2015 on amendments to certain acts in connection with the strengthening of

²¹ 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.

²² Dz.U. 2020 r., poz. 1990, tekst jednolity.

²³ Zob. np. Wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z 4 sierpnia 2011 r., sygn. akt II OSK 1133/11.

²⁴ Wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Warszawie z 19 czerwca 2013 r., sygn. akt IV SA/Wa 750/13.

²⁵ Wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z 2 czerwca 2015 r., sygn. akt II OSK 2669/13.

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

²² Consolidated text: Journal of Laws. 2020, item 1990, as amended.

²³ See the judgment of the Supreme Administrative Court of 4 August 2011, ref. no. II OSK 1133/11.

²⁴ See the judgment of the Voivode Administrative Court in Warsaw of 19 June 2013, ref. no. IV SA/Wa 750/13.

²⁵ See the judgment of the Supreme Administrative Court of 2 June 2015, ref. no. II OSK 2669/13.

narzędzi ochrony krajobrazu²⁶ niosła z sobą ryzyko znaczącego uderzenia w sektor energetyki wiatrowej, m.in. poprzez wprowadzenie pojęcia dominanty krajobrazowej w celu zaostrożenia zasad lokalizacji elektrowni wiatrowych, które byłyby za taką uznane.

W przyjętym kształcie ww. ustawa zrezygnowała z pojęcia dominanty krajobrazowej – wprowadziła jednak regulacje w zakresie kwestii krajobrazów priorytetowych, przez co należy rozumieć krajobraz szczególnie cenny dla społeczeństwa ze względu na swoje wartości przyrodnicze, kulturowe, historyczne, architektoniczne, urbanistyczne, ruralistyczne lub estetyczno-widokowe, i jako taki wymagający zachowania lub określenia zasad i warunków jego kształtowania. Narzędziem ochrony krajobrazów priorytetowych jest audyt krajobrazowy, którego wykonanie należy do zadań samorządu województwa.

Audyt identyfikuje krajobrazy występujące na obszarze województwa, określa ich cechy charakterystyczne oraz dokonuje oceny ich wartości, wskazując krajobrazy priorytetowe. Wskazuje także lokalizację i granice parków kulturowych, parków narodowych, rezerwatów przyrody, parków krajobrazowych, obszarów chronionego krajobrazu oraz obiektów znajdujących się na listach Światowego Dziedzictwa UNESCO, obszarów Sieci Rezerwatów Biosfery UNESCO (MaB) lub obszarów i obiektów proponowanych do umieszczenia na tych listach. Może wskazywać, w ramach zagrożeń, wniosków i rekomendacji, jak również zalecanych lokalnych form architektonicznych zabudowy, iż na danym obszarze dane parametry zabudowy, rodzaje zabudowy, miejsca zabudowy są niepożądane – zagrażają bowiem ochronie cennego krajobrazu.

Wyniki audytu krajobrazowego są z zasady odzwierciedlane w MPZP województw, w studiach oraz w MPZP (uzgodnienie z samorządem województwa w zakresie uwzględnienia wyników audytu krajobrazowego).

4 Ochrona środowiska

4.1. Ocena oddziaływania na środowisko

W toku postępowania o wydanie Decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach (dalej: „DŚU”) może zajść konieczność przeprowadzenia oceny oddziaływania danego przedsięwzięcia na środowisko (tzw. OOS). OOS to postępowanie oceniające wpływ planowanego przedsięwzięcia na środowisko, które obejmuje weryfikację raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko (dalej jako: „Raport OOS”), uzyskanie wymaganych opinii i uzgodnień oraz zapewnienie możliwości udziału społeczeństwa w postępowaniu.

Raport OOS jest wymagany w przypadku, gdy planowane przedsięwzięcie zalicza się do przedsięwzięć mogących

²⁶ Dz.U. 2015 r., poz. 774.

landscape protection tools²⁶ carried the risk of a significant impact on the wind energy sector, among others, by implementing the definition of a landscape dominant in order to tighten the rules for location of wind farms that would be considered as such landscape dominant.

In its adopted form, the above-mentioned Act abandoned the definition of a landscape dominant; however, it provides regulations concerning priority landscapes, i.e. a landscape that is particularly valuable for the society due to its natural, cultural, historical, architectural, urban, rural or aesthetic-visual values and, as such, requires preservation or establishing rules and conditions of its development. The tool for protecting priority landscapes is a landscape audit, which should be conducted by the poviát government.

The audit identifies landscapes in the voivodeship, determines their characteristics and assesses their value, indicating priority landscapes. It also indicates the location and boundaries of cultural parks, national parks, nature reserves, landscape parks, areas of protected landscape and objects on UNESCO World Heritage lists, areas of UNESCO Biosphere Reserve Network or areas and objects proposed to be included in those lists. It may indicate, within the range of threats, conclusions and recommendations, as well as recommended local architectural forms of development, that in a given area, certain parameters of development, types of development, places of development are undesirable – because they threaten the protection of the valuable landscape.

The results of the landscape audit are generally reflected in the zoning plan of voivodships, in studies and in zoning plans, subject to an agreement with the voivodeship government on the inclusion of landscape audit results.

Environmental protection

4.1. Environmental Impact Assessment

In the course of proceedings for issuing the EID, it may be necessary to conduct the environmental impact assessment of the project (hereinafter: the “EIA”). EIA is a procedure which evaluates the impact of the planned project on the environment and includes verification of the environmental impact assessment report (hereinafter: the “EIA report”), obtaining required opinions and agreements and providing the possibility of public participation in the proceedings.

The EIA report is required in case when the planned project is classified as a project that may always have a significant

²⁶ Journal of Laws of 2015, item 774.

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

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

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

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

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

Kluczowym elementem procedury OOS jest także zapewnienie udziału społeczeństwa w postępowaniu. Do czynności mających na celu zapewnienie czynnego udziału społeczeństwa zaliczane jest m.in. prawidłowe informowanie społeczeństwa o wszczęciu postępowania i rozstrzygnięciach zapadłych w jego toku, udostępnienie tych informacji w odpowiednim Biuletynie Informacji Publicznych,

impact on the environment. This document may also be required if the planned project is classified as a project that may potentially significantly affect the environment, if during the proceedings such an obligation will be imposed on the investor by the authority conducting the proceedings.

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

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

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

After the EIA report is submitted by the applicant, the authority applies for setting the project realization conditions and sends the EIA report to other specialized authorities in order to obtain their opinions, i.e. the Regional Environmental Protection Directorate, the State Sanitary Inspectorate and the State Water Management Authority. During the consultations process it may happen that the applicant may have to present additional clarifications or supplements to the EIA Report.

Ensuring public participation in the proceedings is also a key element of the EIA procedure. Actions aimed at ensuring active participation of the public include i.a. proper information of the public about commencing the proceedings and decisions made in the course of the proceedings, making such information available in the relevant Public Information Bulletin, hanging announcement at the office of the authority

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 zgody na realizację przedsięwzięcia (DŚU)

Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach jest jedną z pierwszych decyzji uzyskiwanych w toku procesu inwestycyjno-budowlanego związanego z realizacją farmy wiatrowej. Wydanie DŚU następuje przed uzyskaniem pozostałych decyzji inwestycyjnych, w tym pozwolenia na budowę.

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

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

W myśl przepisów ustawy z 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, która weszła w życie 16 lipca 2016 r., elektrownie wiatrowe mogą być lokalizowane wyłącznie na podstawie miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego. Co więcej, ustawa ta wprowadziła minimalną odległość od elektrowni wiatrowej do zabudowań mieszkalnych lub form ochrony przyrody oraz leśnych kompleksów promocyjnych. Odległość ta powinna być równa lub większa od dziesięciokrotności wysokości elektrowni wiatrowej mierzonej od poziomu gruntu do najwyż-

or making announcements in other customary manner. Moreover, it is also important for the authority to ensure the possibility to participate in public consultations or to organize an administrative hearing open to the public if that would accelerate or simplify the proceedings. The authority is not obliged to accept comments and applications submitted in the course of the public participation procedure. It is, however, required to consider all the submitted applications and refer to the results of this procedure in the justification of the EID.

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

4.2. Environmental decision

The decision on environmental decision (hereinafter: the "EID") is one of the first decisions obtained in the course of the investment and construction process associated with the execution of a wind farm. The issuance of the EID takes place before other investment decisions, including the building permit, are obtained.

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

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

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

szego punktu budowl, wliczając elementy techniczne, w szczególności wirnik wraz z łopatami (tzw. zasada 10H).

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

Niemniej aktualnie toczą się prace legislacyjne zmierzające do złagodzenia wymogu związanego z koniecznością zachowania minimalnej odległości farmy wiatrowej od zabudowy mieszkalnej czy form ochrony przyrody oraz leśnych kompleksów promocyjnych. 4 maja 2021 r. został opublikowany projekt zmiany ww. ustawy, przewidujący minimalną odległość 500 m przy spełnieniu określonych wymogów ustawy.

4.4. Powykonawczy monitoring inwestycji

W przypadku gdy z OOS wynika potrzeba monitorowania oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko, organ nakłada taki obowiązek w DŚU, określając zakres i termin monitoringu oraz obowiązek co do przedłożenia informacji o jego wynikach regionalnemu dyrektorowi ochrony środowiska czy organowi wydającemu decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach. Monitoring porealizacyjny może dotyczyć oddziaływania akustycznego inwestycji lub wpływu inwestycji na ptaki lub nietoperze.

5 Prawo budowlane

5.1. Pozwolenie na budowę

Decyzja o pozwoleniu na budowę jest decyzją uzyskiwaną w toku procesu inwestycyjnego, pozwalającą na rozpoczęcie i prowadzenie robót budowlanych. 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 budowę²⁷.

Do wniosku o wydanie pozwolenia na budowę dla elektrowni wiatrowej inwestor obowiązany jest przedłożyć m.in. decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach, oświadczenie o posiadanym prawie do dysponowania nieruchomością przeznaczoną pod lokalizację farmy wiatrowej na cele budowlane, a także różne inne uzgodnienia, pozwolenia czy opinie wynikające z przepisów odrębnych (np. pozwolenie wodnoprawne, decyzję o lokalizacji inwestycji celu publicznego wydaną dla linii kablowej czy decyzję o wyłączeniu

²⁷ Zob. art. 75 ust. 5 pkt 2 Ustawy OZE.

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

However, there are legislative works in progress, which aim at relaxing the requirement of maintaining the minimum distance between the wind farm and residential buildings or forms of nature protection and forest complexes. On May 4, 2021 the draft of the amendment to the above-mentioned Act, providing for a minimum distance of 500 m while meeting certain requirements of the Act, was published.

4.4. Post-execution monitoring of the project

If the EIA indicates the need to monitor the impact of the project on the environment, the authority imposes such an obligation in the EID, defining the scope and timing of the monitoring and the obligation to submit the information about its results to the Regional Director for Environmental Protection or to the authority issuing the EID. Post-execution monitoring may include the acoustic impact of the investment or the impact of the investment on birds or bats.

Building Law

5.1. Building Permit

A building permit is a decision obtained in the course of an investment process allowing for the commencement and conduct of construction works. This decision is of key importance to investors. In order to participate in an auction for the generation of electricity from renewable energy source using onshore wind energy, it is necessary to present a valid and final building permit²⁷.

The investor is obliged to attach to the application for a building permit for a wind farm, among others, an environmental decision, a statement on the right to dispose of the real estate for the location of the wind farm for construction purposes, as well as various other permits and opinions resulting from separate regulations (e.g. water permit, decision on the location of a public purpose investment issued for a cable line, a decision on excluding land from agricultural production). It should be noted that currently it is

²⁷ See Article 75(5)(2) of the RES Act.

gruntów z produkcji rolnej). Warto podkreślić, że obecnie nie ma możliwości uzyskania pozwolenia na budowę w oparciu o decyzję o warunkach zabudowy wydaną dla elektrowni wiatrowej²⁸. Dlatego też inwestor może wystąpić o wydanie pozwolenia na budowę dla elektrowni wiatrowej tylko wtedy, gdy lokalizacja elektrowni wiatrowej przewidziana została w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego.

Do wniosku o wydanie pozwolenia na budowę inwestor obowiązany jest dołączyć projekt budowlany. Mocą ostatniej nowelizacji przepisów ustawy Prawo budowlane²⁹, obowiązującej od 19 września 2020 r., zaproponowano nowy podział projektu budowlanego na projekt zagospodarowania działki lub terenu, projekt architektoniczno-budowlany oraz projekt techniczny. Projekt zagospodarowania działki lub terenu oraz projekt architektoniczno-budowlany podlegają zatwierdzeniu w drodze decyzji o pozwoleniu na budowę. Natomiast projekt techniczny nie jest przedkładany, sprawdzany i zatwierdzany przez organ administracji architektoniczno-budowlanej. Składa się go do nadzoru budowlanego dopiero na etapie ubiegania się o wydanie pozwolenia na użytkowanie. Warto zwrócić uwagę, że projekt budowlany sporządzany według norm obowiązujących przed ww. nowelizacją może być dołączany do wniosku o wydanie pozwolenia na budowę do 19 września 2021 r.³⁰

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

Organem administracji architektoniczno-budowlanej właściwym do wydania pozwolenia na budowę dla elek-

not possible to obtain a building permit based on the zoning decision issued for the wind farm²⁸. Therefore, the investor may apply for a building permit for a wind farm only when its location is provided for in the zoning plan.

In order to apply for a building permit, the investor should provide a building project. By virtue of the recent amendment to the provisions of the Building Law²⁹ (in force since September 19, 2020), a new division of the building project into: (i) site development project, (ii) architectural-construction project and (iii) technical project was proposed. The site development project and the architectural-construction project are subject to approval by a decision on the building permit. The technical design is not submitted at this stage for the approval of architectural and construction authority. It is submitted to the construction supervisor authority only at the stage of applying for a permit for use. It is worth mentioning that the building project prepared in accordance with the standards in force before the above-mentioned amendment may be attached to the application for a building permit until September 19, 2021³⁰.

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

The architectural and construction authority competent to issue a building permit for wind farms from July 16, 2016

²⁸ Zgodnie z art. 14 ust. 6 ustawy z 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, decyzje o warunkach zabudowy dotyczące elektrowni wiatrowych wydane przed wejściem w życie tej ustawy (tj. 16 lipca 2016 r.) tracą moc, chyba że przed tą datą wobec inwestycji nimi objętych wszczęto postępowania o wydanie pozwolenia na budowę.

²⁹ Ustawa z 13 lutego 2020 r. o zmianie ustawy Prawo budowlane oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2020 r., poz. 471)

³⁰ Art. 26 ustawy wskazanej w przypisie powyżej.

²⁸ Pursuant to Article 14(6) of the Wind Farm Investment Act, zoning decisions concerning wind farms issued prior to the entry into force of this Act (i.e. 16 July 2016) shall cease to be in force, unless prior to that date proceedings for the issuance of a building permit were initiated in relation to investments covered by them.

²⁹ Act of 13 February 2020 on amending the Building Law and certain other acts (Journal of Laws of 2020, item 471).

³⁰ See Article 26 of the above-mentioned Act.

rowni wiatrowych od 16 lipca 2016 r. (tj. od dnia wejścia w życie ustawy z 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych) jest wojewoda. Wcześniej pozwolenia na budowę dla farmy wiatrowej wydawał starosta. Na tle ww. opisanej zmiany kompetencyjnej powstała wątpliwość co do tego, jaki organ jest właściwy w przypadku zmiany pozwolenia na budowę wydanego przez starostę. W świetle aktualnego orzecznictwa³¹ organem właściwym w sprawie będzie wojewoda.

Stronami postępowania o wydanie pozwolenia na budowę są: inwestor, właściciele, użytkownicy wieczystości lub zarządcy nieruchomości znajdujących się w obszarze oddziaływania obiektu. Przez pojęcie „obszar oddziaływania obiektu” rozumie się teren wyznaczony w otoczeniu obiektu budowlanego na podstawie przepisów odrębnych, wprowadzających związane z tym obiektem ograniczenia w zabudowie tego terenu. Orzecznictwo stoi na stanowisku, że do przepisów odrębnych, do których odwołuje się definicja „obszaru oddziaływania obiektu”, zalicza się przepisy ustawy z 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, a wobec tego, do kręgu stron postępowania o wydanie pozwolenia na budowę dla elektrowni wiatrowej należy zaliczyć podmioty znajdujące się w zasięgu dziesięciokrotnej całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej³².

Art. 37 ust. 1 ustawy Prawo budowlane stanowi, że decyzja o pozwoleniu na budowę wygasa, jeżeli budowa nie została rozpoczęta przed upływem 3 lat od dnia, w którym decyzja ta stała się ostateczna lub budowa została przerwana na czas dłuższy niż 3 lata. Natomiast ustawa z 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych wprowadza przepis szczególny co do ważności pozwoleń na budowę wydanych dla elektrowni wiatrowych, stanowiąc, że pozwolenia na budowę dotyczące elektrowni wiatrowych, wydane przed dniem wejścia w życie tej ustawy (tj. 16 lipca 2016 r.) oraz wydane na podstawie postępowania 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, a w którym inwestor jest zobowiązany do rozpoczęcia/kontynuowania robót budowlanych, należy liczyć od 16 lipca 2021 r.

W celu zachowania ważności pozwolenia na budowę należy rozpocząć prace przygotowawcze w rozumieniu art. 41 ust. 2 ustawy Prawo budowlane, do których zalicza się wytyczenie geodezyjne obiektów w terenie, wykonanie niwelacji terenu, zagospodarowanie terenu budowy wraz z budową tymczasowych obiektów, wykonanie przyłączy do sieci infra-

³¹ 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.

³² Wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z 15 stycznia 2020 r., sygn. akt II OSK 421/18.

(i.e. from the day after the entry into force of the Wind Farm Investment Act) is the voivode (Pol. *wojewoda*). Previously, building permits for wind farms were issued by starost (Pol. *starosta*). Given the above change in competences of the administrative authorities, a doubt has arisen as to which authority is competent in case of a change to a building permit issued by starost. In the view of the current case law³¹, the competent authority will be the voivode.

The parties to the proceedings for the issuance of a building permit are: the investor, landowners, perpetual usufructuaries or administrators of properties located within the area of influence of the wind farm. The term “area of influence” refers to the area surrounding the wind farm on a basis of separate regulations, introducing related restrictions on the development of the area. The jurisprudence is of the opinion that the separate regulations affecting the understanding of the object impact area include the provisions of the Wind Farm Investment Act, and therefore the parties to the proceedings for the issuance of a building permit for a wind farm should include entities located within the range of ten times the total height of the wind farm³².

Article 37(1) of the Act of July 7, 1994 Building Law (hereinafter: the “Building Law”) provides that the building permit expires if the construction has not commenced before the expiration of 3 years from the date on which this decision became final or the construction has been interrupted for more than 3 years. On the other hand, the Wind Farm Investment Act establishes a specific provision as to the validity of building permits issued for wind farms, stipulating that building permits for wind farms issued before the date of entry into force of this Act (i.e. July 16, 2016) and issued on the basis of proceedings initiated and not completed by that date shall remain in force, provided that by July 16, 2021 a permit for use will be issued. At the same time, the Wind Farm Investment Act indicates that with respect to building permits for wind farms for which permit for use is not issued by the aforementioned deadline (i.e. by July 16, 2021), the 3-year period mentioned above by which the investor is obliged to commence/continue the construction works, should be counted from July 16, 2021.

In order for the building permit to remain valid, construction preparatory works within the meaning of Article 41 (2) of the Building Law must be commenced, which includes geodetic delineation of the object in the field, leveling of the terrain, development of the construction site including construction of temporary facilities, connecting to the technical infra-

³¹ Order of the Supreme Administrative Court of 8 October 2019, file reference II OW 112/19, order of the Supreme Administrative Court of 13 November 2019, file reference II OW 119/19.

³² See the judgment of the Supreme Administrative Court of 15 January 2020, ref. no. II OSK 421/18.

Historia Sabowind w Polsce zaczyna się w 2006 r., czyli praktycznie pokrywa się z historią energetyki wiatrowej w naszym kraju. Pierwsze projekty przygotowaliśmy w warunkach zupełnego braku dedykowanych regulacji prawnych, kiedy elektrownie wiatrowe nie posiadały klasyfikacji prawnobudowlanej, nie było norm środowiskowych, energetycznych ani podatkowych. Dziś nasze doświadczenie wykorzystujemy, projektując różnej skali instalacje onshore. W portfolio posiadamy 18 MW mocy zainstalowanych we własnej eksploatacji, a 110 MW z wygraną aukcją z roku 2019 znajduje się w realizacji z przeznaczeniem dla inwestorów zewnętrznych. To projekty z ciekawą historią, ponieważ z uwagi na upadłość niemieckiego dostawcy pierwotnie założonych turbin musieliśmy dokonać prze-

projektowania już po wygranej aukcji. Stało się to możliwe dzięki złagodzeniu przepisów ustawy odległościowej, przez co cały wolumen opiera się na nowszych turbinach Vestas o lepszych parametrach, ale z zachowaniem obszaru oddziaływania na środowisko. W oczekiwaniu na nowelizację ustawy odległościowej kontynuujemy rozwój kolejnych 350–500 MW. Są to zoptymalizowane projekty, w których podjęliśmy ryzyko planowania odległości od zabudowań mieszkalnych w dystansie 1000 m. Nasze niemieckie doświadczenie pokazuje, że taki dystans optymalnie równoważy interesy inwestorów i mieszkańców. Odpowiada on mniej więcej 150 proc. średniej odległości dopuszczalnej na podstawie norm hałasu, co zapewnia duży margines komfortu społecznego i jednocześnie swobodę planowania inwestycji. Jestem przekonana, że reguła 10H jeszcze w tym roku zostanie istotnie złagodzona. Warto pamiętać, że szkodzi ona nie tylko branży wiatrowej. To także ogromny problem dla społeczności lokalnych, ponieważ mieszkańcy nie mogą np. rozbudowywać swoich domów czy gospodarstw, które znalazły się w zasięgu jej oddziaływania. W każdym razie jej zmiana wydaje się doskonale wpisywać w rosnącą, polityczną i społeczną, świadomość znaczenia OZE. W mojej ocenie dla modernizacji polskiego systemu wytwarzania nie ma sensownej alternatywy dla farm wiatrowych, magazynów energii, PV czy – co jest w naszym krajobrazie szczególnie obiecujące – instalacji agrowoltaicznych, łączących odpowiednie typy upraw rolnych z wielkoskalową PV na gruntach wyższych klas bonitacyjnych.



Lidia Paczkowska

Członek zarządu / Member of the Board
Sabowind Polska

The history of Sabowind in Poland begins in 2006, which corresponds with the history of wind energy in the country. We prepared the first projects in the complete absence of dedicated legal regulations, when wind power plants had no legal and construction classification, there were no environmental, energy or tax standards. Today, we can put our experience to use by designing onshore installations of various scales. We have 18 MW of in-house capacity in our portfolio, and 110 MW, including the successful 2019 auction, are in development for third-party investors. They are projects with an interesting history, as due to the bankruptcy of the German supplier of the original turbines we had to redesign after we won the auction. This became possible due to the softening of the provisions of the „distance” law, making the whole volume based on newer Vestas turbines with improved performance, but preserving the environmental impact area. In anticipation of the amendment of the distance law, we continue to develop another 350 to 500 MW. These are optimized projects in which we have taken the risk of planning at a distance of 1000 m from residential buildings. Our experience from Germany shows that such a distance optimally balances the interests of investors and residents. It corresponds roughly to 150% of the average distance allowed by noise standards, which provides a large margin of social comfort and at the same time freedom of investment planning. I am confident that the 10H rule will be considerably softened later this year. It is worth remembering that it harms more than just the wind power industry. It is also a huge setback for local communities because residents cannot, for example, expand their homes or farms that fall within its range of impact. In any case, the change seems perfectly in line with the growing political and social awareness of the importance of RES. In my opinion, there is no sensible alternative for the modernization of the Polish generation system to wind farms, energy storage, PV, or agro-voltaic installations – which are particularly promising in our landscape – combining appropriate types of agricultural crops with large-scale PV on land of higher soil quality classes.

sions of the „distance” law, making the whole volume based on newer Vestas turbines with improved performance, but preserving the environmental impact area. In anticipation of the amendment of the distance law, we continue to develop another 350 to 500 MW. These are optimized projects in which we have taken the risk of planning at a distance of 1000 m from residential buildings. Our experience from Germany shows that such a distance optimally balances the interests of investors and residents. It corresponds roughly to 150% of the average distance allowed by noise standards, which provides a large margin of social comfort and at the same time freedom of investment planning. I am confident that the 10H rule will be considerably softened later this year. It is worth remembering that it harms more than just the wind power industry. It is also a huge setback for local communities because residents cannot, for example, expand their homes or farms that fall within its range of impact. In any case, the change seems perfectly in line with the growing political and social awareness of the importance of RES. In my opinion, there is no sensible alternative for the modernization of the Polish generation system to wind farms, energy storage, PV, or agro-voltaic installations – which are particularly promising in our landscape – combining appropriate types of agricultural crops with large-scale PV on land of higher soil quality classes.

struktury 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 budowy³³.

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

³³ Wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z 30 stycznia 2014 r., sygn. akt II OSK 2087/12.

structure network for the purposes of the construction, and subsequently documented in the construction logbook. According to the case law of the administrative courts, the above-mentioned provision contains a closed catalog of preparatory works. Performing any other works, which are not covered by this list, cannot be considered as commencement or continuation of construction³³.

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

³³ See the judgment of the Supreme Administrative Court of 30 January 2014, ref. no. II OSK 2087/12.

wątpliwości co do tego, czy odnosi się również do pozwoleń na budowę wydanych przed tą datą.

5.2. Zgłoszenie robót budowlanych

Zasadą jest, że pozwolenie na budowę dotyczy całego zamierzenia budowlanego, co oznacza, że z zasady wydawane jest jedno pozwolenie na budowę dla całej farmy wiatrowej obejmujące elektrownie wiatrowe wraz z infrastrukturą towarzyszącą, czyli drogami dojazdowymi, liniami kablowymi i światłowodowymi, placami montażowymi itp. Jednakże inwestor może zdecydować się, aby wystąpić o wydanie pozwolenia na budowę dla wybranych obiektów danego zamierzenia budowlanego, mogących funkcjonować samodzielnie zgodnie z przeznaczeniem (np. w odniesieniu do wybranych elektrowni wiatrowych wraz z niezbędną infrastrukturą³⁴). W takim jednak przypadku zobowiązany jest do przedstawienia projektu zagospodarowania działki lub terenu dla całego zamierzenia budowlanego³⁵.

Dlatego także uważa się, że wydanie pozwolenia na budowę na podstawie wniosku, obejmującego jedynie część, niemogącego prawidłowo funkcjonować samodzielnie, zamierzenia budowlanego stanowi naruszenie prawa. Podnoszone są głosy, że nie jest możliwe rozdzielanie poszczególnych etapów procesu budowlanego i eliminowanie obowiązku uzyskania pozwolenia na budowę poszczególnych jego części, gdyż stanowiłoby to obejście prawa. Wskazuje się, że ustawa Prawo budowlane nie przewiduje możliwości formalnego podziału zamierzenia inwestycyjnego i stosowania do tak podzielonych części odmiennych przepisów ustawy dotyczących pozwolenia na budowę lub zgłoszenia³⁶. 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 zgłoszenia³⁷. W związku z tym podnosi się, że jeśli planowane roboty budowlane powiązane są z zamiarem budowy zespołu obiektów i urządzeń budowlanych, a zatem stanowią element szerszego zamierzenia inwestycyjnego, którego realizacja wymaga uzyskania pozwolenia na budowę, to brak jest możliwości do tak podzielonych części stosowania odmiennych przepisów prawa dotyczących pozwolenia lub zgłoszenia. Powyższe prowadzi do wniosku, że w sytuacji budowy farmy wiatrowej, w celu uniknięcia ryzyka administracyjno-budowlanego, lepsze jest wystąpienie z wnioskiem o całość zamierzenia w drodze pozwolenia na budowę, a nie występowanie z odrębnymi zgłoszeniami robót budowlanych.

³⁴ Wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego we Wrocławiu z 3 marca 2015 r., sygn. akt II SA/Wr 809/14.

³⁵ Zob. art. 33 ust. 1 ustawy Prawo budowlane.

³⁶ Wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Krakowie z 25 września 2015 r., sygn. akt II SA/Kr 792/15.

³⁷ Wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Lublinie z 2 grudnia 2010 r., sygn. akt II SA/Lu 552/10.

5.2. Notification of construction works

As a rule, the building permit refers to the whole construction project, which means that a single building permit is issued for the entire wind farm covering the wind power plants together with the accompanying infrastructure, i.e. access roads, cable and fibre optic lines, assembly sites, etc. However, the investor may decide to apply for a building permit for selected objects of a given construction project, which can function independently (e.g. for selected wind power plants together with the necessary infrastructure³⁴). In such case, however, the investor is obliged to present a site development project for the plot or the land for the whole construction project³⁵.

Therefore, issuance of a building permit on a basis of an application that covers only a part of a planned project, which cannot function independently, constitutes a significant violation of law. It is stated that it is impossible to separate individual stages of the construction process and limit the obligation to obtain a building permit for each of its individual parts, as this would constitute a significant violation of law. It is pointed out that the Building Law does not provide for the possibility of formally dividing an investment project and applying different provisions of the Building Law regarding a building permit or notification to such divided parts³⁶. The proceedings for the issuance of a building permit cover the entire construction project, even if some of its parts, if built separately, could be carried out on a basis of a notification³⁷. Therefore, it is argued that if the planned construction works are connected with the intention to construct a set of buildings and construction objects, and thus constitute an element of a broader investment project, which requires a building permit, then there is no possibility to apply different legal regulations concerning a building permit or notification to such divided parts. This leads to a conclusion that in case of construction of a wind farm, in order to avoid the administrative and construction risks, it is advisable to apply for a building permit for the entire project and not to apply for a separate notification of construction works.

³⁴ See the judgment of the Provincial Administrative Court in Wrocław of 3 March 2015, ref. no. II SA/Wr 809/14.

³⁵ See Article 33(1) of the Building Law.

³⁶ See the judgment of the Provincial Administrative Court in Kraków of 25 September 2015, ref. no. II SA/Kr 792/15.

³⁷ See judgement of the Voivodship Administrative Court in Lublin of 2 December 2010, ref. no. II SA/Lu 552/10.

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

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

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

5.3. Operation of a wind farm

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

The subject of proceedings initiated by the application for a permit for use is verification, whether the object was constructed in accordance with the building project, as well as in line with the stipulations and conditions set out in the building permit. The proceedings require the construction supervision authority to carry out a mandatory inspection of the construction. This inspection includes checking compliance of the object with the site development plan, architectural-construction project and the technical project. At this stage, the technical project (which, following the recent amendment to the Building Law, is a part of a building project) is checked for the first time.

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

6 Przyłączenie do sieci

6.1. Warunki techniczne i ekonomiczne przyłączenia

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

Connection to the grid

6.1. Technical and economic connection conditions

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

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

Obowiązek przyłączenia do sieci nie ma charakteru bezwarunkowego, dla jego realizacji muszą istnieć techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci. Wnioskodawca musi spełniać warunki przyłączenia oraz być w posiadaniu tytułu prawnego do korzystania z nieruchomości bądź obiektu, do którego energia ma być dostarczana³⁸.

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

Zarówno techniczne, jak i ekonomiczne warunki przyłączenia każdorazowo powinny być analizowane w odniesieniu do indywidualnego obiektu objętego wnioskiem o przyłączenie do sieci i to właśnie w tak zarysowanych okolicznościach przedsiębiorstwo powinno oceniać, czy możliwa jest techniczna realizacja przyłącza oraz czy jest ekonomicznie uzasadniona³⁹. W obowiązujących przepisach brak jest ustawowej definicji warunków technicznych i ekonomicznych, przedsiębiorstwa energetyczne mają zatem w ich ocenie pewną swobodę, nie oznacza to jednak pełnej dowolności. Każdorazowo ocena ta powinna być dokonywana przez pryzmat zasady równoprawnego traktowania.

6.2. Umowa o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej

Tak jak w przypadku obowiązkowych elementów wniosku o wydanie warunków przyłączenia, tak samo w przypadku umowy o przyłączenie do sieci ustawodawca wymienia szereg postanowień, które obowiązkowo znaleźć się muszą w takiej umowie. Wśród nich m.in. termin realizacji, wysokość opłaty za przyłączenie czy warunki udostępnienia nieruchomości w celu budowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia⁴⁰. W przypadku przyłączania instalacji odnawialnego źródła energii, a zatem również farm wiatrowych, umowa zawiera

³⁸ Art. 7 ust. 1 oraz ust. 3 ustawa z 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne.

³⁹ Tak m.in. Sąd Najwyższy w wyroku z 22 maja 2014 r., III SK 51/13.

⁴⁰ Art. 7 ust. 2 ustawy Prawo energetyczne.

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

The grid connection obligation is not unconditional. In order to be fulfilled, the technical and economic conditions for grid connection must exist. The applicant must fulfil the connection conditions and be in a possession of legal title to use the real estate or facility to which the energy is to be supplied³⁸.

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

Both the technical and economic conditions for connection should be analysed with reference to the individual object, indicated in the application for a grid connection, and in these exact circumstances the technical and economical possibilities for connection should be assessed³⁹. The current regulations do not provide a statutory definition of technical and economic conditions, and therefore energy companies have certain degree of discretion in their assessment, but this does not mean arbitrariness. Each time the assessment should be made in the light of the principle of equal treatment.

6.2. Grid connection agreement

Just as in case of obligatory elements of the application for the issuing connection conditions, in case of a grid connection agreement, the law lists provisions that must be included in such an agreement. They include, among others, the deadline for execution, connection fee and conditions for making the real estate available for the purpose of constructing the grid necessary for connection⁴⁰. In case of connection of RES installations, including wind farms, the agreement shall contain additional provisions concerning

³⁸ See Article 7 (1) and (3) of the Energy Law.

³⁹ See the judgment the Supreme Court of 22 May 2014., ref. no. III SK 51/13.

⁴⁰ Article 7(2) of the Energy Law.

będzie dodatkowe postanowienia w przedmiocie terminu dostarczenia energii po raz pierwszy. Dla lądowych farm wiatrowych termin ten nie może być dłuższy niż 48 miesięcy liczonych od dnia zawarcia umowy. Niedotrzymanie tak określonego terminu stanowi przesłankę do wypowiedzenia umowy⁴¹.

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

W sytuacji, gdy dojdzie jednak do odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z wnioskodawcą, przepisy ustawy Prawo energetyczne nakładają na przedsiębiorstwo energetyczne obowiązek pisemnego powiadomienia o tym fakcie zarówno wnioskodawcy, jak i Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki⁴². Dodatkowo w przypadku odmowy zawarcia umowy zarówno inwestor, jak i przedsiębiorstwo energetyczne mogą wystąpić do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o rozstrzygnięcie sporu co do zawarcia umowy o przyłączenie.

6.3. Energetyka wiatrowa na rynku bilansującym

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

Koszt bilansowania jest nieodzownym składnikiem każdej umowy na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii zawieranej ze sprzedawcą, który pełni w imieniu wytwórcy funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie. Koszt ten nie jest przy tym uzależniony od poziomu odchylenia wytwórcy od zakładanego grafiku. W ramach kontraktów pomiędzy wytwórcą z OZE a sprzedawcą energii (który dalej sprzedaje energię do odbiorców) wyznaczana jest cena za produkcję 1 MWh energii elek-

⁴¹ Ibidem, art. 7 ust. 2a.

⁴² Ibidem, art. 7 ust. 1.

the date of first energy supply. For onshore wind farms, the deadline cannot be longer than 48 months, counted from the day of signing the agreement. Failure to meet such deadline constitutes grounds for termination of the agreement⁴¹.

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

In the event of a refusal to enter into a grid connection agreement with an applicant, the provisions of the Energy Law impose an obligation on the energy company to notify both the applicant and the President of the URE of that fact in writing⁴². Additionally, in the event of a refusal to conclude an agreement, both the applicant and the energy company can apply to the President of the URE to resolve a dispute concerning the conclusion of the grid connection agreement.

6.3. Wind power on the balancing market

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

The cost of balancing is an indispensable component of any contract for the sale of electricity from renewable energy sources with a seller who acts as the entity responsible for balancing on behalf of the producer. That cost does not depend on the deviation of the producer from the planned schedule. Under contracts between a RES producer and an energy vendor (who sells energy further to consumers), a price is determined for the production of 1 MWh of electricity from a renewable source, regardless of the

⁴¹ Article 7(2a) of the Energy Law.

⁴² Article 7(1) of the Energy Law.

trycznej z odnawialnego źródła, bez względu na to, na jakim rynku energię tę sprzeda dalej nabywca. Z perspektywy przychodów wytwórcy istotny jest zatem wyłącznie wolumen produkcji energii i jej cena ustalona w umowie ze sprzedawcą. Sprzedawca natomiast bierze na siebie odpowiedzialność za grafikowanie produkcji źródła odnawialnego i na podstawie tych grafików (predykcji) sprzedaje planowaną do wyprodukowania energię dalszym odbiorcom.

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

Z perspektywy wytwórcy to właśnie opisane powyżej ryzyka są przedmiotem opłaty bilansującej, a nie faktyczne odchylenia od zakładanych grafików produkcji (te mają bowiem bezpośrednie znaczenie wyłącznie dla sprzedawcy). Koszty bilansowania lądowych farm wiatrowych kształtują się aktualnie na poziomie około 4 PLN/MWh. Należy przy tym zaznaczyć, że wprowadzane zmiany na rynku bilansującym, np. tzw. *scarcity pricing*, będą prawdopodobnie prowadzić do wzrostu kosztów bilansowania.

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

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

market where the vendor will sell further energy. Therefore, from the perspective of the producer's revenue, only the volume of energy production and its price established in the contract with the vendor are important. The vendor, on the other hand, is responsible for scheduling the production from the renewable source and, based on these schedules (predictions), sells the energy scheduled to be produced to downstream customers.

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

From the producer's perspective, it is the above risk that is subject to the balancing charge and not the actual deviations from the assumed production schedules (as these are of direct importance only to the vendor). The balancing costs for onshore wind farms are currently around 4 PLN/MWh. It should be noted here that the changes introduced in the balancing market, e.g. scarcity pricing, will probably lead to an increase in balancing costs.

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

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

7 Koncesja na wytwarzanie energii OZE

7.1. Koncesja

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

Koncesja jest decyzją administracyjną i stanowi pozwolenie kwalifikowane polegające na wyrażeniu zgody na prowadzenie działalności gospodarczej na warunkach określonych zarówno w obowiązujących przepisach prawa, jak również na warunkach określonych w koncesji⁴³.

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

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

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

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

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

⁴³ M. Domagała, *Bezpieczeństwo energetyczne. Aspekty administracyjno-prawne*, Lublin 2008, s. 103.

Concession for the generation of energy in the RES installation

7.1. Concession

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

A concession is an administrative decision and it grants permission to conduct business activity under the terms and conditions set forth both in the applicable laws and in the terms and conditions listed in the concession⁴³.

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

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

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

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

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

⁴³ M. Domagała, *Bezpieczeństwo energetyczne. Aspekty administracyjno-prawne*, Lublin 2008, p. 103.

7.2. Promesa koncesji

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

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

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

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

8 Rozruch technologiczny

Rozruch technologiczny jest pojęciem zdefiniowanym w Ustawie OZE i należy przez niego rozumieć „pracę instalacji odnawialnego źródła energii mającą na celu wyłącznie przeprowadzenie prób i testów umożliwiających końcowy odbiór tej instalacji”⁴⁴.

Przeprowadzenie wspomnianych prób i testów, a także końcowy odbiór instalacji, są niezbędne z punktu widzenia ustawy Prawo energetyczne. Jednym z wymogów, które stawia się przyszłym koncesjonariuszom, jest dysponowanie możliwościami technicznymi gwarantującymi prawidłowe wykonywanie działalności koncesjonowanej. W praktyce wymóg ten rozumiany jest w ten sposób, że w toku postępowania koncesyjnego należy przedłożyć określone dokumenty, m.in. dokumenty wydane przez operatora systemu, do którego sieci została przyłączona dana instalacja, w tym: protokół sprawdzenia technicznego, dopuszczenia i przyjęcia do eksploatacji urządzeń energetycznych oraz protokół sprawdzenia prawidłowości działania układów pomiarowo-rozliczeniowych (tzw. protokół zlecenia obsługi technicznej szczegółowej)⁴⁵.

⁴⁴ Art. 3 Ustawa OZE.

⁴⁵ Pakiet informacyjny (OZE) dla przedsiębiorców zamierzających prowadzić działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu energii elektrycznej w instalacjach odnawialnego źródła energii (OZE), w tym stanowiących jednostki kogeneracji (CHP), styczeń 2020 r.

7.2. Promise of the concession

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

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

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

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

Technological start-up

Technological start-up is defined in the RES Act and should be understood as “the operation of a RES installation whose sole purpose is to conduct the tests and trials necessary for the final acceptance of the installation”⁴⁴.

Conducting these tests and trials, as well as the final acceptance of the installation, are necessary under the Energy Law. One of the requirements for future concession holders is to have the technical capacity to ensure the proper performance of the concession activity. In practice this requirement is understood that during the concession proceedings it is necessary to submit certain documents, including documents issued by the grid operator to which the installation is connected, including: the protocol of technical check, approval and acceptance for operation of power equipment and the protocol of checking the correct operation of metering and billing systems (detailed maintenance order protocol)⁴⁵.

⁴⁴ Article 3 of the RES Act.

⁴⁵ Information package (RES) for entrepreneurs intending to carry out the business of generating electricity in renewable energy source (RES) installations including those constituting cogeneration units (CHP), January 2020.



Uwarunkowania
i perspektywy biznesowe

Business conditions
and prospects

1 Polityka energetyczna kraju – strategiczne dokumenty. Rola wiatru na lądzie

Polski system elektroenergetyczny wymaga gruntownej transformacji. Miks energetyczny kraju, w około 70 proc. oparty na węglu, nie przystaje do wymogów współczesności i deklarowanych przez wszystkie siły polityczne ambitnych planów w zakresie budowy nowoczesnego państwa dobrobytu. Niezbędnym paliwem dla realizacji tego celu jest konkurencyjna cenowo energia, tym bardziej że krajowe zużycie z roku na rok systematycznie rośnie. Rośnie również import energii. Kolejnym czynnikiem przyspieszającym tempo nieuniknionej transformacji jest polityka klimatyczna Unii Europejskiej, coraz bardziej nakierowana na ograniczanie emisji CO₂ oraz budowanie zeroemisyjnej gospodarki obiegu zamkniętego.

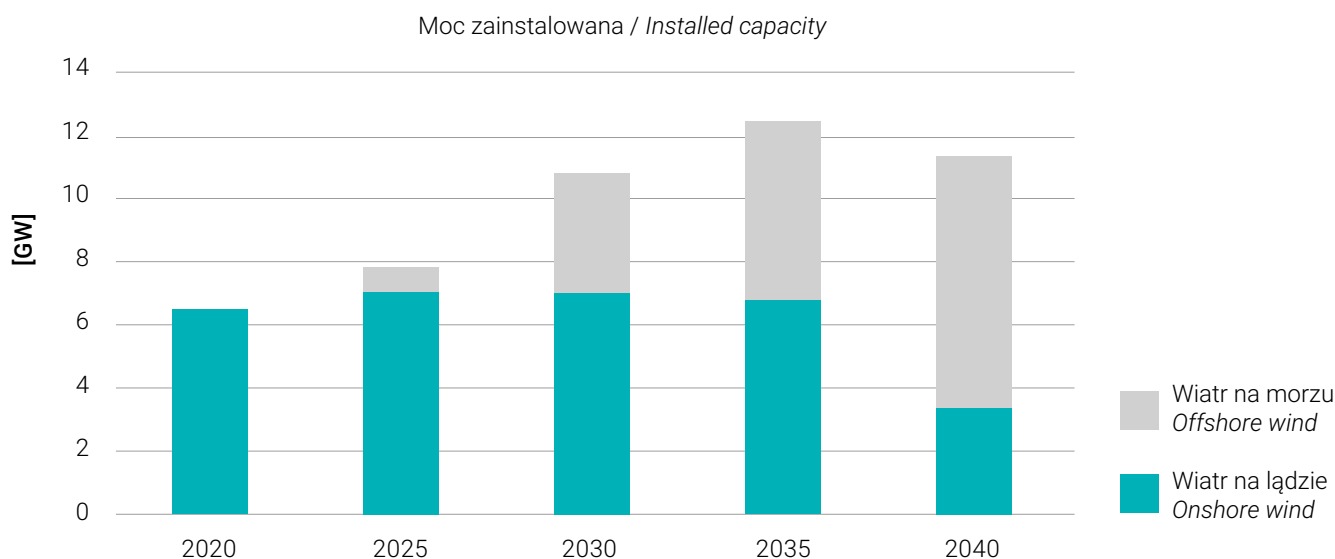
Są dwa strategiczne krajowe dokumenty, których celem jest nakreślenie pożądanych kierunków transformacji oraz zdefiniowanie celów, które mają być osiągnięte w perspektywie najbliższej dekady – dwóch. Pierwszy z nich to Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu (KPEiK) na lata 2021–2030, opracowany przez polski rząd, zgodnie z wymogami unijnej polityki klimatycznej i przekazany do Komisji Europejskiej 30 grudnia 2019 r. KPEiK określa założenia i cele polityki oraz działania w obszarze energii i klimatu. Zgodnie z unijnymi procedurami dokument ten podlega ewaluacji i rewizji w porozumieniu z Komisją Europejską w cyklach dwuletnich – najbliższa runda będzie miała miejsce w 2023 r. Będzie ona nieunikniona także w związku ze zwiększeniem ambicji UE w zakresie OZE, o czym wspólnota zdecydowała w 2020 r.

National energy policy – strategic documents. The role of onshore wind plants

The Polish power system needs a thorough transformation. The country's energy mix, about 70% of which is based on coal, is incompatible with the requirements of modern times and the ambitious plans declared by all political forces to build a modern welfare state. Competitively priced energy is an indispensable fuel for achieving this goal, especially since domestic consumption is growing steadily year by year. Energy imports are also on the rise. Another factor accelerating the pace of the inevitable transformation is the European Union's climate policy, which is increasingly focused on reducing CO₂ emissions and building a zero-carbon closed loop economy.

There are two strategic national documents that aim to outline the desired directions of transformation and define the goals to be achieved over the next decade or two. The first one is the National Energy and Climate Plan (KPEiK), for 2021–2030, developed by the Polish government as required under the EU climate policy and submitted to the European Commission on December 30, 2019. The KPEiK sets out assumptions and aims, policies as well as actions in the area of energy and climate. According to the EU procedures, the document is subject to evaluation and revision in consultation with the European Commission in two-year cycles – the next round will take place in 2023. It is inevitable also in connection with the increase of the EU ambitions in the field of RES, as decided by the community in 2020.

Wykres 1. Energetyka wiatrowa w KPEiK



Źródło: Opracowanie własne PSEW

Chart 1. Wind Energy as per KPEiK

Source: PSEW's own study

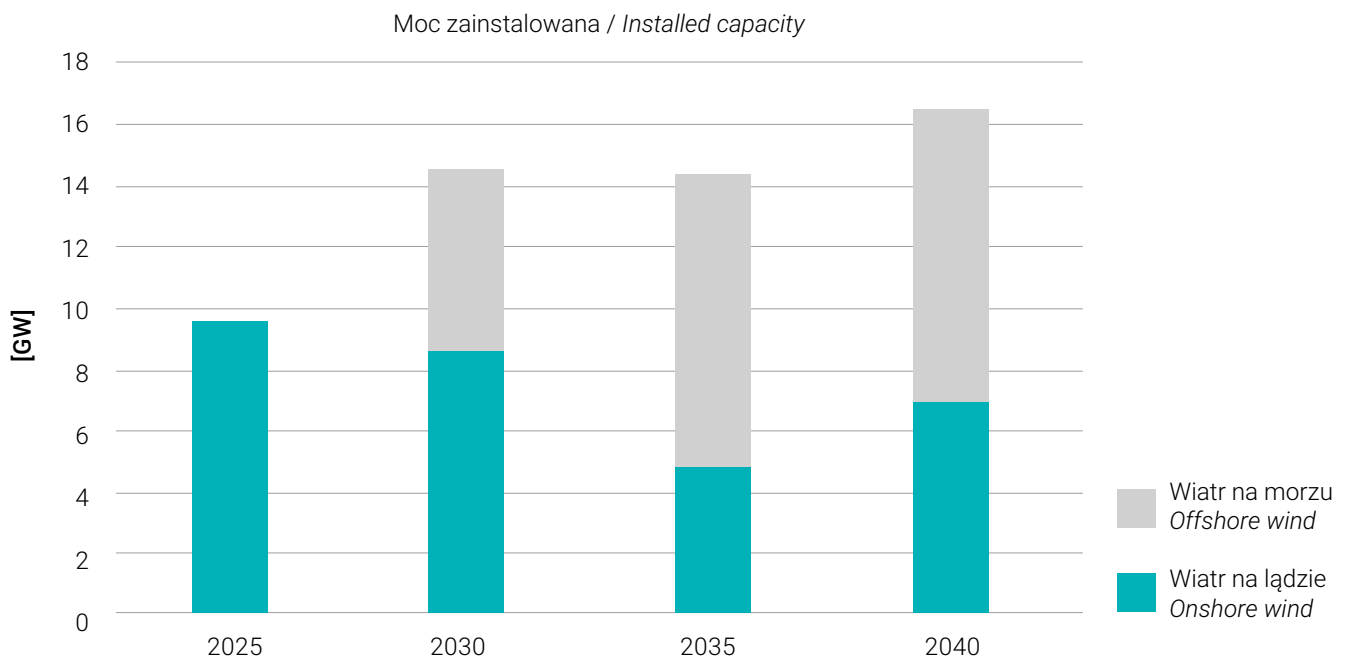
Prace nad KPEiK były prowadzone równolegle z pracami nad projektem Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. (PEP2040), która ostatecznie została przyjęta przez polski rząd w lutym 2021 r.

Work on the KPEiK was carried out in parallel with work on the draft Energy Policy of Poland until 2040 (PEP2040), which was finally adopted by the Polish government in February 2021.

Jakie perspektywy dla rozwoju energetyki wiatrowej na lądzie dają strategiczne krajowe dokumenty? Należy stwierdzić, że rozmiągają się zarówno z faktycznym potencjałem, jak i z potrzebami polskiej gospodarki⁴⁶.

W Krajowym Planie na rzecz Energii i Klimatu nie dokonano rozróźnienia na energię z wiatru na lądzie i z morskiej energetyki wiatrowej, niemniej jednak uważna analiza tego dokumentu pozwala oszacować plany rządu w zakresie rozwoju lądowej energetyki wiatrowej. Na poniższym wykresie zestawiono plany w zakresie rozwoju energetyki wiatrowej ogólnie (za KPEiK z 30 grudnia 2019 r.), z najbardziej aktualnymi planami rządowymi w zakresie rozwoju morskiej energetyki wiatrowej (za PEP2040 z lutego 2021 r.). Widoczny jest zamiar stopniowego zastępowania lądowych mocy wytwórczych mocami offshore wind.

Wykres 2. Energetyka wiatrowa w PEP2040



Źródło: Opracowanie własne PSEW

What perspectives for the development of onshore wind energy projects are provided by these strategic national documents? It is important to notice that they match neither the actual potential nor the needs of the Polish economy⁴⁶.

The National Energy and Climate Plan (KPEiK) does not distinguish between onshore and offshore wind energy; nonetheless, a careful examination of this document provides an estimate of the government's plans for onshore wind development. The chart below juxtaposes plans for wind energy development in general (per KPEiK as of December 30, 2019) and the most current government plans for offshore wind development (per PEP2040 as of February 2021). The intention to gradually replace onshore generation capacity with offshore wind capacity is apparent.

Chart 2. Wind Energy as per PEP2040

The document, which is more recent – PEP2040⁴⁷, contains detailed data on the planned development of both wind technologies. It contains the following diplomatic statement about onshore wind energy: "The growth of this technology's share in the energy balance is expected to be less dynamic in the medium term compared to previous years." As can be seen from the forecasts presented in PEP2040, in the perspective to 2040 there are no plans to develop the available potential, but even to reduce the volume of installed capacity.

Chronologicznie bardziej aktualny dokument – PEP2040⁴⁷ – zawiera szczegółowe dane dotyczące planowanego rozwoju obu technologii wiatrowych. Dokument ten dyplomatycznie stwierdza o lądowej energetyce wiatrowej: „przewiduje się, że w średniej perspektywie wzrost udziału tej technologii w bilansie energetycznym będzie mniej dynamiczny w porównaniu z poprzednimi latami”. Jak wynika z prognoz zaprezentowanych w PEP2040 w perspektywie do 2040 r., nie jest planowane rozwijanie dostępnego potencjału, ale wręcz zmniejszanie wolumenu mocy zainstalowanej.

⁴⁶ <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu-na-lata-2021-2030-przekazany-do-ke>

⁴⁷ <https://dziennikustaw.gov.pl/MP/2021/264>

⁴⁶ <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu-na-lata-2021-2030-przekazany-do-ke>

⁴⁷ <https://dziennikustaw.gov.pl/MP/2021/264>

Jednocześnie dokument uchyla pewną furtkę dla dalszego rozwoju onshore wind, stwierdzając: „Zauważalny jest także potencjał rozwoju nowych lądowych elektrowni wiatrowych zarówno jako inwestycje brownfield, jak i greenfield. Ponadto rozpowszechnienie długoterminowych umów energii z OZE, tzw. PPA, mogłoby się przyczynić do rozwoju m.in. energetyki wiatrowej na lądzie i potencjalnego uelastycznienia regulacji dot. ww. technologii”.

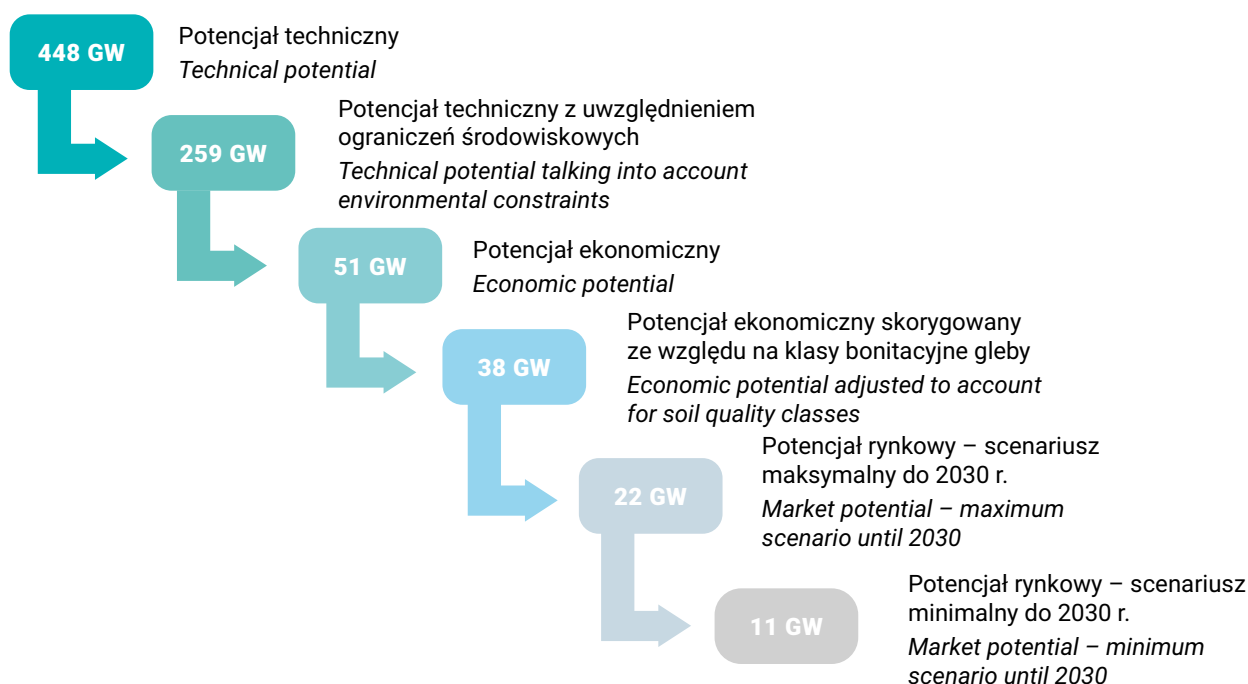
At the same time, the document does open the door a little for the further onshore wind development by stating: “The potential for the development of new onshore wind farms as both brownfield and greenfield projects is also noticeable. Moreover, the widespread use of long-term renewable energy contracts, the so-called PPAs, could contribute to the development of onshore wind power and potentially make the regulations governing these technologies more flexible.”

1.1. Potencjał lądowej energetyki wiatrowej w Polsce

1.1. Onshore wind energy potential in Poland

Wykres 3. Całkowity potencjał rozwoju energetyki wiatrowej lądowej w Polsce

Chart 3. Total onshore wind energy development potential in Poland



Źródło: IEO

Source: IEO

Według analizy przeprowadzonej w 2019 r. przez Instytut Energetyki Odnawialnej⁴⁸ (IEO) na zlecenie PSEW całkowity potencjał ekonomiczny inwestycji w lądową energetykę wiatrową w Polsce wynosi 38 GW. Wydzielony w jego ramach potencjał rynkowy w perspektywie 2030 r. obliczono, biorąc pod uwagę możliwość wykorzystania potencjału ekonomicznego przy obecnie istniejących i przewidywanych uwarunkowaniach rynkowych. W krótkim horyzoncie czasowym (~2020) założono realizację projektów wiatrowych w ramach systemu aukcyjnego (około 3,5 GW). Według niniejszej analizy przy założeniu zniesienia restrykcyjnych przepisów ograniczających lokalizację regułą 10H, do 2030 r. w scenariuszu minimalnym potencjał rynkowy może sięgnąć 11 GW. W scenariuszu maksymalnym potencjał rynkowy może wynieść 22 GW.

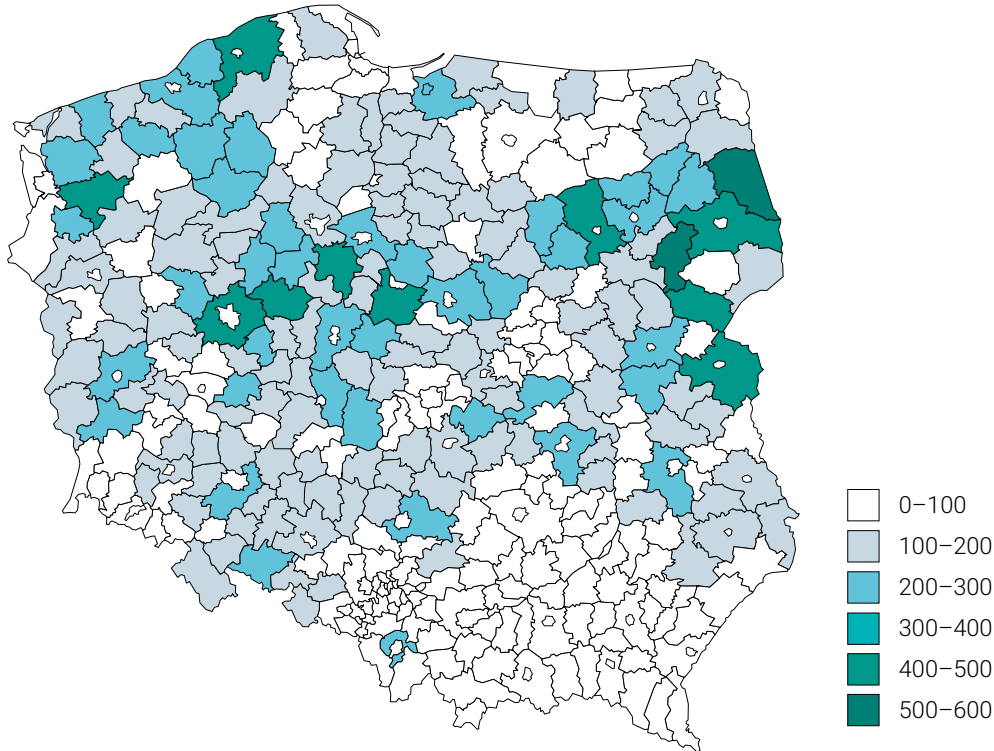
According to an analysis conducted in 2019 by the Institute of Renewable Energy⁴⁸ (IEO) commissioned by PSEW, the total economic potential of onshore wind energy investments in Poland amounted to 38 GW. The market potential outlined in the 2030 horizon has been calculated taking into account the feasibility of the economic potential under current and projected market conditions. In the short term (~2020), wind projects were assumed to be implemented under the auction system (around 3.5 GW). According to the said analysis, provided that the restrictive regulations limiting locations under the 10H rule are lifted, the market potential could reach 11 GW by 2030 in the minimum scenario. In the maximum scenario, the market potential could reach 22 GW.

⁴⁸ Potencjał lądowej energetyki wiatrowej w Polsce, Instytut Energetyki Odnawialnej.

⁴⁸ Onshore wind energy potential in Poland, Institute of Renewable Energy

Rysunek 1. Potencjał ekonomiczny energii wiatru w poszczególnych powiatach z uwzględnieniem ograniczeń odnośnie do klas bonitacyjnych gleby [MW]

Figure 1. Economic potential of wind energy in individual districts (poviats), taking into account limitations related to soil quality classes [MW]



Źródło: Potencjał lądowej energetyki wiatrowej w Polsce, Instytut Energetyki Odnawialnej, 2019

Source: The potential of onshore wind energy in Poland, Institute of Renewable Energy, 2019

Powyżej na mapie przedstawiono potencjał ekonomiczny skorygowany o uwzględnienie klas bonitacyjnych gleb. Najlepsze uwarunkowania ekonomiczne charakteryzują Polskę północno-zachodnią i tam, podobnie jak ma to miejsce do tej pory, w dalszym ciągu należy spodziewać się największego rozwoju energetyki wiatrowej. Równocześnie jednak na niektórych obszarach kraju, np. województwa warmińsko-mazurskiego (południe województwa), środkowego Podlasia czy Mazowsza w dalszym ciągu istnieje niewykorzystany potencjał terenów niemających dużej wartości przyrodniczej oraz wysokiej jakości gleb, gdzie wykorzystując znaczący potencjał ekonomiczny, można byłoby rozwijać energetykę wiatrową w sposób w pełni zrównoważony.

Wysoki potencjał energetyki wiatrowej wskazują też analizy przeprowadzone w ramach projektu LIFE Climate CAKE PL, który został opracowany w Krajowym Ośrodku Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), działającym w strukturze Instytutu Ochrony Środowiska – Państwowego Instytutu Badawczego. Wyniki projektu CAKE wskazują na potencjał lądowej energetyki wiatrowej na około 36 GW na 2040 r. oraz około 21–23 GW na 2030 r., w zależności od scenariusza. Są zatem zbieżne z opracowaniem IEO.

The map below shows the economic potential adjusted to account for soil quality classes. The best economic conditions characterize northwestern Poland and there, as it has been the case so far, the largest scale of wind power development is expected to continue. At the same time, however, in some areas of the country, e.g. Warmińsko-Mazurskie Voivodeship (the south of the province), central Podlaskie or Mazowieckie Voivodeship, there is still untapped potential of the areas that do not have high natural value and high quality soils, where, using significant economic potential, wind energy could be developed in a fully sustainable manner.

High potential of wind energy is also indicated by analyses carried out as part of the LIFE Climate CAKE PL project, which was developed at the National Centre for Emissions Management (KOBiZE), operating within the structure of the Institute of Environmental Protection – National Research Institute. The results of the CAKE project indicate an onshore wind energy potential of about 36 GW in 2040 and about 21–23 GW in 2030, depending on the scenario. They are therefore consistent with the IEO study.

1.2. Planowane miejsce wiatru na lądzie w miksie elektroenergetycznym kraju w kontekście europejskiego systemu handlu uprawnieniami do emisji CO₂

W analizach przygotowanych na potrzeby PEP2040 przyjęto konserwatywne założenia odnośnie do ścieżki wzrostu wartości uprawnień do emisji CO₂ – 21 EUR/t CO₂ w 2025 r., 30 EUR/t CO₂ w 2030 r., 35 EUR/t CO₂ w 2035 r. oraz 40 EUR/t CO₂ w 2040 r. Tymczasem Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE) w „Raporcie z rynku CO₂ – styczeń 2021” wskazuje, że:

„W dniu 18 stycznia br. Reuters przeprowadził ankietę wśród kilkunastu instytucji finansowych, m.in. Vertis, BNEF, Energy Aspect, Morgan Stanley, dotyczącą prognoz cen uprawnień EUA w latach 2021–2023. Analitycy rynkowi są zdania, że uprawnienia EUA w I i II kwartale obecnego roku będą warte średnio odpowiednio 32,74 EUR oraz 33,63 EUR.

W całym 2021 r. ich średnia cena powinna ukształtować się na poziomie 39,24 EUR. Pozwala to sądzić, że ich wartości w III i IV kwartale roku mogą zbliżyć się do wartości 50 EUR. Prognozy na 2022 i 2023 r. sugerują, że ceny osiągną poziomy około 46 EUR. W długim terminie ceny uprawnień mogą rosnąć liniowo, średnio od około 41 EUR w 2025 r. do około 72 EUR w 2030 r.”⁴⁹

Podobnie mijające się z realiami założenia przyjęto, opracowując KPEiK.

Tymczasem tak istotna różnica w prognozach (42 EUR/t CO₂ w 2030 r.) ma zasadnicze znaczenie w kontekście prognoz cen energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł konwencjonalnych, a tym samym wpływa na opłacalność inwestycji w źródła alternatywne (w tym głównie wiatrowe, które charakteryzują się najniższym kosztem wytwarzania). Tak dynamicznie rosnące ceny uprawnień do emisji CO₂ oznaczają będą silną presję ze strony odbiorców końcowych, w szczególności odbiorców przemysłowych, do intensyfikacji budowy nowych wiatrowych źródeł wytwórczych, które wpłynąć będą pozytywnie na ograniczenie wzrostu cen energii elektrycznej w Polsce.

1.3. Aktualizacja KPEiK oraz PEP2040

W kontekście opisanych wyżej okoliczności nieuchronna jest pilna aktualizacja dokumentów strategicznych dotyczących polityki energetycznej kraju. Zgodnie z planem ewaluacja i rewizja KPEiK nastąpi w 2023 r. Zważywszy że KPEiK i PEP2040 powinny tworzyć spójną całość, należy zakładać, że w szczególności PEP2040 w najbliższym czasie poddana zostanie istotnym modyfikacjom.

Symptomatyczna była wypowiedź Ireneusza Zyski – pełnomocnika Rządu ds. Odnawialnych Źródeł Energii, sekretarza

⁴⁹ KOBiZE – Raport z rynku CO₂ (nr 106), str. 5, Warszawa, styczeń 2021 r.

1.2. Planned place of onshore wind in the country's energy mix in the context of the European CO₂ emission trading scheme

In the analyses prepared for PEP2040, conservative assumptions were made regarding the growth path of CO₂ emission allowances - 21 EUR/t CO₂ in 2025, 30 EUR/t CO₂ in 2030, 35 EUR/t CO₂ in 2035 and 40 EUR/t CO₂ in 2040: Meanwhile, the National Center for Balancing and Emission Management (KOBiZE) in its “CO₂ Market Report – January 2021”, indicates that:

“On 18 January this year, Reuters conducted a survey of more than a dozen financial institutions, including Vertis, BNEF, Energy Aspect, and Morgan Stanley, on price forecasts for EUA allowances in 2021–2023. Market analysts believe that EUA allowances in Q1 and Q2 2021 will be worth on average EUR 32.74 and EUR 33.63 respectively.

Throughout 2021, their average price should settle at EUR 39.24. This leads us to believe that their values in Q3 and Q4 of the year may approach EUR 50. Forecasts for 2022 and 2023 suggest that prices will reach levels around EUR 46. In the long term, allowance prices could rise linearly, averaging from around EUR 41 in 2025 to around EUR 72 in 2030.”⁴⁹

Similarly unrealistic assumptions were made when preparing the KPEiK.

Such a significant difference in forecasts (42 EUR/t CO₂ in 2030) is of crucial importance in the context of price forecasts for energy generated from conventional sources, and thus affects the profitability of investments in alternative sources (including mainly wind power, which has the lowest generation cost). Such dynamically growing prices of CO₂ emission allowances will put strong pressure on end users, in particular industrial users, to intensify construction of new wind generation sources, which will have a positive impact on limiting the growth of electricity prices in Poland.

1.3. KPEiK and PEP2040 update

Given the circumstances described above, an urgent update of the country's strategic energy policy documents is inevitable. According to the plan, the evaluation and revision of the KPEiK will take place in 2023. Given that the KPEiK and PEP2040 ought to form a coherent whole, it should be assumed that PEP2040 in particular will undergo significant modifications in the near future.

Ireneusz Zyska, Government's Plenipotentiary for Renewable Energy Sources and Secretary of State at the Ministry of

⁴⁹ KOBiZE – CO₂ Market Report (No. 106), page 5, Warsaw, January 2021.

stanu w Ministerstwie Klimatu i Środowiska, który tuż po uchwaleniu PEP2040, podczas tegorocznego Kongresu Energetyczno-Ciepłowniczego POWERPOL zapytany, czy Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. przyjęta w kształcie podobnym do projektu zakładającego odejście od węgla z pomocą atomu, gazu i odnawialnych źródeł energii będzie rewidowana po zakończeniu rozmów rządu z górnikiem, odpowiedział: „Nie przywiązujemy się do kartki papieru”. Zdaniem pana ministra jest szansa na zmiany w PEP2040 jeszcze przed oficjalną rewizją zapowiadaną uprzednio na 2023 r., ale bez możliwości uwzględnienia tzw. czystych technologii węglowych postulowanych przez związki zawodowe. Jakkolwiek brak jasnych ram rozwoju OZE jest trudny dla inwestorów, tę elastyczność rządu w kwestii strategicznych dokumentów należy traktować jako dobry prognostyk. Choć w obecnym kształcie są one dla łądowej energetyki wiatrowej umiarkowanie optymistyczne, to rysuje się wyraźna perspektywa ich zmiany na lepsze.

Wydaje się to skądinąd nieuchronne w kontekście ambitnej polityki klimatycznej Unii Europejskiej, która wraz z odbudową gospodarczą Europy po spowolnieniu wywołanym pandemią COVID nabiera jeszcze większej dynamiki. W Krajowych Planach Odbudowy, które państwa członkowskie mają obowiązek przesłać do Komisji Europejskiej do 30 kwietnia 2021 r., z przyznanych środków z europejskiego Instrumentu Odbudowy i Rozwoju co najmniej 37 proc. powinno zostać przeznaczone na cele klimatyczne.

Na konieczność przyśpieszenia transformacji energetycznej, która jest niemożliwa bez wykorzystania potencjału wiatru na łądzie, zwracają też uwagę autorzy nowych publikacji: „Neutralna emisyjnie Polska 2050” – raport firmy McKinsey z czerwca 2020 r. oraz „Droga do celu. Odejście od węgla w polskiej elektroenergetyce” autorstwa think tanku Instrat. Szerzej na ten temat piszemy w rozdziale: Prognozy rozwoju sektora.

Climate and Environment, made a telling statement just after the enactment of PEP-2040. When asked at this year's POWERPOL Energy and Power Industry Congress whether the Polish Energy Policy until 2040 adopted in a similar shape to the draft assuming the transition from coal to nuclear, gas and renewable energy sources would be reviewed after the end of the government's talks with miners, he replied: "Let's not get attached to a piece of paper." According to the minister, there is a chance for changes in PEP2040 even before the official revision previously announced for 2023, but without the possibility of including the so-called clean coal technologies advocated by trade unions. Although the lack of a clear framework for RES development is difficult for investors, this flexibility of the government in terms of strategic documents should be seen as a good sign. Although they are moderately optimistic for onshore wind sector in their current form, there is a clear prospect of them changing for the better.

This seems otherwise inevitable in the context of the European Union's ambitious climate policy, which is gaining even more momentum with Europe's economic recovery from the downturn caused by the COVID pandemic. In the National Recovery Plans that Member States have to send to the European Commission by April 30, 2021, at least 37% of the allocated funds from the European Instrument for Reconstruction and Development should be used for climate purposes.

The need to accelerate the energy transition, which is impossible without harnessing the potential of onshore wind, is also highlighted by the authors of new publications: "Carbon-neutral Poland 2050" – a report by McKinsey of 2020 and "Achieving the goal. Coal phase-out in the Polish power sector" by the Instrat think tank. We write more extensively on this topic in the chapter: Sector development forecasts.

2 Lokalizacja inwestycji

2.1. Kryteria doboru lokalizacji

Gdzie warto inwestować

Kwestia doboru najistotniejszych kryteriów optymalnej lokalizacji, odpowiadających na pytanie, gdzie warto inwestować, wykazuje przez ostatnie lata bardzo dużą zmienność. Przed 2016 r. jednym z najistotniejszych kryteriów lokalizacyjnych była klasa wietrzności i średnie prędkości wiatru na planowanej wysokości gondoli urządzenia. Choć to nadal istotne zagadnienie, jego znaczenie istotnie ustępuje miejsca innym kluczowym kwestiom, co jest bezpośrednim wynikiem imponującego postępu technologicznego, jaki odnotowała branża w ostatnich latach. Dostępność coraz bardziej elastycznych rozwiązań sprawia, że aktualnie kluczową kwestią jest optymalny dobór urządzenia i jego odpowiednia konfiguracja

Project location

2.1. Site selection criteria

Where it is worth investing

The issue of selecting the most relevant criteria for an optimal location, responding to the question of where to invest, has shown a great deal of volatility in recent years. Prior to 2016, one of the most relevant location criteria was the wind class and average wind speeds at the planned height of the device nacelle. While this is still a valid question, its importance is giving way to other key issues, which is a direct result of the impressive technological advances the industry has seen in recent years. The availability of increasingly flexible solutions means that the key issue now is the optimal selection of equipment and its appropriate configuration for the specific location. As a result, today's technology allows for profitable

do specyfiki danej lokalizacji. W rezultacie współczesna technologia pozwala na rentowną generację energii z wiatru w znacznie poszerzonym spektrum zakresów wietrzności i ukształtowania terenu.

Kierunki rozwoju technologicznego

Dzięki postępowi technologicznemu można aktualnie planować inwestycje o skrajnie odmiennym layoutie niż te realizowane do niedawna. Współcześnie produkowane turbiny są coraz wyższe, zaś operując na coraz większej wysokości, gondola ma znacząco lepsze możliwości pozyskiwania energii wiatru, który wieje nieprzerwanie i z większą prędkością. W rezultacie nawet na stanowiskach, które do tej pory uchodziły za mało atrakcyjne, da się rozwijać rentowne inwestycje. Aktualnie dostępne urządzenia o wysokości całkowitej sięgającej nawet 250 m i wyżej, o mocy przekraczającej 5 MW, są efektem skoku technologicznego, który wprowadzi istotną zmianę jakościową w rozwoju nowych inwestycji w Polsce. Po stosownych zmianach otoczenia prawnego otworzą się także nowe możliwości w zakresie repoweringu, pozwalając na wymianę urządzeń używanych na mniejszą liczbę silniejszych turbin z pełnym przeprojektowaniem projektu parku wiatrowego. Jako że ustawa o inwestycjach w elektrownie wiatrowe zawiera zapisy ograniczające repowering (brak możliwości przeprowadzenia remontu czy modernizacji zmierzającej do zwiększenia mocy zainstalowanej), nie wykorzystujemy aktualnie w pełni technicznych możliwości, jakie dają nowe platformy technologiczne. Także wszystkie nowe projekty startujące w aukcjach bazują jeszcze na rozwiązaniach technologicznych sprzed 2016 r.

Produktywność elektrowni wiatrowych w Polsce

Produktywność elektrowni wiatrowych wcześniej i aktualnie budowanych oraz eksploatowanych w Polsce dobrze obrazuje raport DNV GL z 2017 r.⁵⁰ Przedstawione dane nadal są adekwatne, ponieważ po 2016 r. nie rozwijano w kraju inwestycji w oparciu o nowsze technologie. W ramach tego badania przygotowano między innymi wykres zależności między stosowanymi technologiami a współczynnikiem wykorzystania mocy oraz produkcją energii netto. Wyniki przedstawiono na wykresie 4 i 5.

wind power generation over a much wider spectrum of wind and terrain ranges.

Technological development directions

Thanks to technological advances, it is now possible to plan investments with an extremely different layout than was the case until recently. Modern turbines are getting taller and taller, and by operating at an ever-increasing height, the nacelle has a significantly better ability to harvest the energy of the wind, which blows continuously and at a higher speed. As a result, profitable investments can be made even in locations that were previously considered unattractive. The currently available equipment with an overall height of up to 250 m and more, with a capacity exceeding 5 MW, is the result of a technological leap that will bring about a significant qualitative change in the development of new investments in Poland. Following the relevant changes to the regulatory environment, new opportunities for repowering will also open up, allowing the replacement of used equipment with a smaller number of more powerful turbines with a full redesign of the wind park. As the Act on Wind Energy Investments contains provisions restricting repowering (no possibility to carry out refurbishment or modernisation aimed at increasing installed capacity), we are currently not making full use of the technical possibilities offered by new technological platforms. In addition, all new projects taking part in the auctions are still based on technological solutions from before 2016.

Productivity of wind power plants in Poland

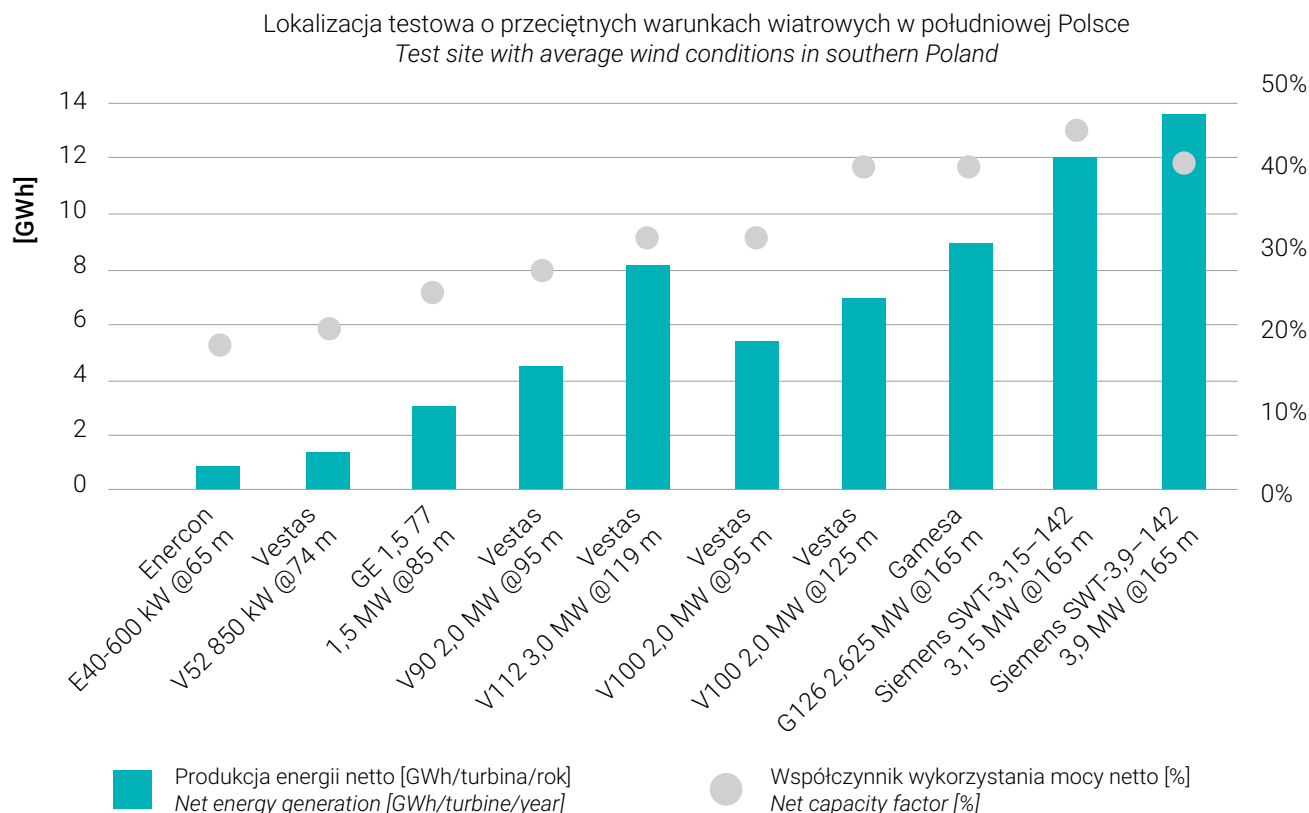
The productivity of wind power plants built previously and currently and operating in Poland is well illustrated by the DNV GL's report of 2017⁵⁰. The data presented there are still relevant, as projects based on more recent technologies were not developed in Poland after 2016. The study also included a graph showing the relationship between the technologies used and the capacity factor and net energy production. The results are shown in Charts 4 and 5.

⁵⁰ Stąporek P., Tazowski M., 2017, *Współczynnik wykorzystania mocy i produktywność różnych modeli turbin wiatrowych dostępnych na polskim rynku*, DNV GL, Warszawa (5 pp.).

⁵⁰ Stąporek P., Tazowski M., 2017, *Współczynnik wykorzystania mocy i produktywność różnych modeli turbin wiatrowych dostępnych na polskim rynku*, DNV GL, Warsaw (5 pp.).

Wykres 4. Produkcja energii netto [GWh/turbina/rok] i współczynnik wykorzystania mocy netto [%] dla wybranych modeli turbin wiatrowych w lokalizacji testowej o przeciętnych warunkach wietrzności (południowo-zachodnia Polska)

Chart 4. Net energy generation [GWh/turbine/year] and net capacity factor [%] for selected wind turbine models at test site with average wind conditions (southwest Poland)



Źródło: Stąporek P., Tazowski M., 2017, Współczynnik wykorzystania mocy i produktywność różnych modeli turbin wiatrowych dostępnych na polskim rynku, DNV GL, Warszawa (5 pp.)

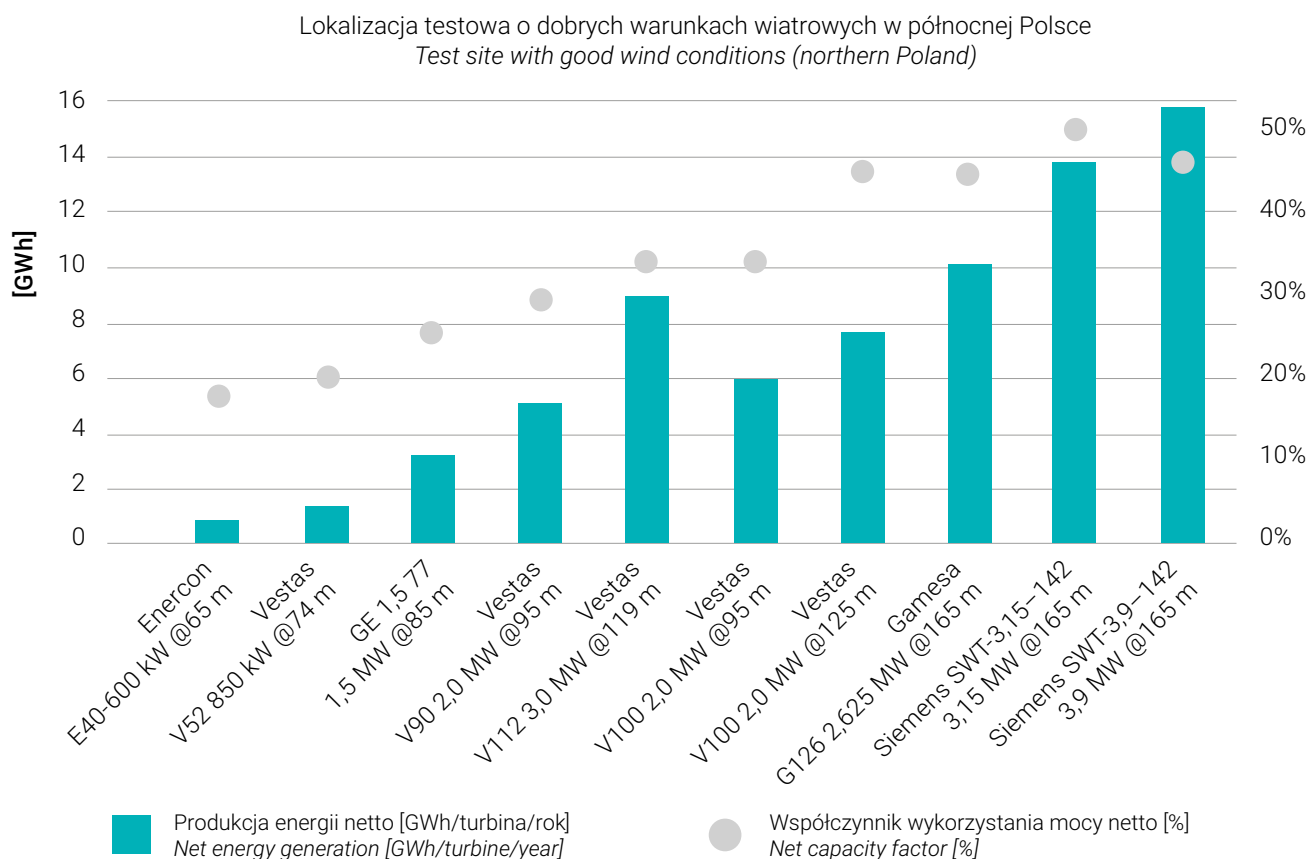
Source: Stąporek P., Tazowski M., 2017, Współczynnik wykorzystania mocy i produktywność różnych modeli turbin wiatrowych dostępnych na polskim rynku, DNV GL, Warszawa (5 pp.)

Nowsze urządzenia o większych gabarytach, a w szczególności większej średnicy wirnika, cechują się wyższą sprawnością oraz większą produkcją energii. Najniższe osiągi w zakresie produktywności osiągały urządzenia o mocach jednostkowych nieprzekraczających 1 MW. Cechujące inicjalne etapy rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce urządzenia Enercon E40–600 kW o wysokości 65 m oraz Vestas V52 850 kW o wysokości 74 m miały współczynniki wykorzystania mocy na poziomie 18–21 proc. bez względu na stanowisko i jego wietrzność. Ich produktywność oszacowano odpowiednio na poziomie około 0,9–1 GWh/turbinę/rok i około 1,4–1,8 GWh/turbinę/rok. W latach 2008–2012 jednym z najpopularniejszych i powszechnie stosowanych w kraju modeli była turbina Vestas V90 mocy 2,0 MW, której współczynnik wykorzystania mocy przyjmował już wartości wyższe, w zakresie 26,5–29,5 proc. W późniejszych latach częściej instalowane były wydajniejsze modele turbin Vestas: V112 o mocy 3,0 MW (30–34 proc.) oraz Vestas V100 o mocy 2,0 MW (30,5–36 proc.).

Newer devices with larger dimensions and in particular larger rotor diameters have higher efficiency and higher energy production. The lowest productivity performance was achieved by units with unit capacities not exceeding 1 MW. Enercon E40–600 kW, 65 m tall, and Vestas V52 850 kW, 74 m tall, which characterized the initial stages of the wind energy sector development in Poland, had capacity factors of 18–21% regardless of site and wind conditions. Their productivity was estimated to be about 0.9–1 GWh/turbine/year and about 1.4–1.8 GWh/turbine/year, respectively. Between 2008 and 2012, one of the most popular and widely used models in the country was the 2.0 MW Vestas V90 turbine, whose capacity factor already offered higher values, in the range of 26.5–29.5%. Later on, more efficient Vestas turbine models were installed more frequently: V112 with capacity of 3.0 MW (30–34%) and Vestas V100 with capacity of 2.0 MW (30.5–36%).

Wykres 5. Produkcja energii netto [GWh/turbina/rok] i współczynnik wykorzystania mocy netto [%] dla wybranych modeli turbin wiatrowych w lokalizacji testowej o dobrych warunkach wietrzności (północna Polska)

Chart 5. Net energy generation [GWh/turbine/year] and net capacity factor [%] for selected wind turbine models at test site with good wind conditions (northern Poland)



Źródło: Stąporek P., Tausowski M., 2017, Współczynnik wykorzystania mocy i produktywność różnych modeli turbin wiatrowych dostępnych na polskim rynku, DNV GL, Warszawa (5 pp.)

Source: Stąporek P., Tausowski M., 2017, Współczynnik wykorzystania mocy i produktywność różnych modeli turbin wiatrowych dostępnych na polskim rynku, DNV GL, Warszawa (5 pp.)

W przedstawionym zestawieniu najwyższe poziomy produkcji energii netto oraz najkorzystniejszy współczynnik wykorzystania energii wykazują turbiny Siemens SWT-3.15-142 (3,15 MW) oraz Siemens SWT-3.9-142 (3,9 MW), obie o wysokości 165 m. Produkcja energii netto tych modeli osiągała odpowiednio: 12–13,9 GWh/turbinę/rok (przy współczynniku 43–50 proc.) oraz około 13,5–15,9 GWh/turbinę/rok (odpowiednio 39–46 proc.).

The highest net energy production levels and the most favorable capacity factor in the presented study were demonstrated in the case of Siemens SWT-3.15-142 (3.15 MW) and Siemens SWT-3.9-142 (3.9 MW) turbines, both with a height of 165 m. The net energy production of these models reached respectively: 12–13.9 GWh/turbine/year (at a factor of 43–50%) and about 13.5–15.9 GWh/turbine/year (39–46%, respectively).

Luka inwestycyjna w nowych projektach w latach 2016–2020 doprowadziła do analogicznej luki technologicznej. Polskę w dużej mierze ominęła dominująca w tym okresie technologia platform 4 MW, a nowe projekty prawdopodobnie będą rozwijane już w oparciu o technologie klasy do 6 MW. Biorąc pod uwagę przytoczone powyżej parametry najwydajniejszych turbin obecnie instalowanych, które osiągają wyniki przekraczające 40 proc. współczynnika wykorzystania mocy, inwestycje lądowe realizowane w oparciu o urządzenia najnowszych platform technologicznych prawdopo-

The 2016–2020 gap in terms of new projects has led to a corresponding technology gap. The dominant 4 MW platform technology of the time has largely omitted Poland, and new projects are likely to be developed based on up to 6 MW class technologies. Taking into account the above-mentioned parameters of the most efficient turbines currently installed, which achieve a capacity factor of more than 40%, onshore investments based on equipment from the latest technological platforms will probably make it

dobnie umożliwią osiągnięcie pułapu wykorzystania mocy aktualnie dostępnego tylko dla inwestycji na morzu, czyli około 50 proc.

Luka technologiczna ilustruje stan zapóźnienia polskiego sektora onshore. Sukcesywne zwiększanie produktywności i rozmiarów urządzeń będzie implikowało określone potrzeby i tendencje w rozwoju nowych inwestycji, które będą odpowiadać na potrzeby tych technologii z myślą o ich przewagach środowiskowych i ekonomicznych. W związku z tym kryteria lokalizacji przyszłych inwestycji będą musiały brać pod uwagę nowe typy czynników.

Czynniki lokalizacji o rosnącym znaczeniu

Czynniki, których uwzględnienie będzie miało rosnący wpływ w realizacji inwestycji w związku z kierunkiem postępu technologicznego w branży, będą obejmowały m.in.:

- rozdrobnienie struktury właścicielskiej gruntów,
- występowanie gruntów rolnych wysokiej jakości,
- lokalizację terenów obszarowej ochrony przyrody oraz zalesionych,
- kwestie związane z logistyką inwestycji.

Rozdrobnienie struktury właścicielskiej gruntów

Najistotniejsze wyzwania dla realizacji nowych inwestycji będą związane z ograniczeniami dostępności otwartych przestrzeni wolnych od rozproszonej zabudowy, dlatego że zapotrzebowanie na arealy dla nowych urządzeń będą coraz większe. Z tego względu poszukiwane będą w szczególności lokalizacje o niezróżnicowanej, możliwie jak najbardziej scalonej strukturze właścicielskiej. Rozdrobnienie własności może być wyzwaniem dla inwestycji na wielu poziomach: liczby uczestników porozumień w zakresie nabycia praw do gruntu (lub prawa przesyłu), liczby stron w każdej procedurze administracyjnej i złożoności samego zarządzania obszarem związanym z użytkowaniem gruntów. Gospodarstwa rolne wielkoobszarowe, zwłaszcza zlokalizowane na słabszych glebach, będą najbardziej pożądaną, choć nie jedyną możliwą lokalizacją.

Występowanie gruntów rolnych wysokiej jakości

Statystycznie ocenia się, że budowa 1 MW mocy wymaga areału około 20 hektarów (estymacje IEO⁵¹). Ta wartość uwzględnia konieczność zapewnienia odpowiedniego dystansu elektrowni od różnych obiektów zarówno w przestrzeni, jak i pomiędzy poszczególnymi turbinami, aby zachować optymalne energetyczne wykorzystanie wiatru.

Choć na pierwszy rzut oka potrzeby obszarowe mogą wydawać się znaczące, trzeba pamiętać, że ograniczenia w pozaenergetycznym (np. rolnym) wykorzystaniu przestrzeni są minimalne. Urządzenia są coraz większe (to dotyczy także powierzchni omiatania rotorów), ale na potrzeby fundamentu zwykle nadal nie wymagają wyłączenia z użytkowania

⁵¹ Wiśniewski G., Jędra M., Michałowska-Knap K., 2020, *Możliwości wykorzystania i szybkiego uruchomienia rezerw potencjału lądowej energetyki wiatrowej w celu obniżenia cen energii elektrycznej w Polsce w wyniku poluzowania od 2021 r. zasady „10H”*, IEO EC BREC, Warszawa (17 pp.).

possible to reach the capacity factor threshold currently available only for offshore investments, which is about 50%.

The technology gap illustrates the backwardness of the Polish onshore sector. Successive increases in the productivity and size of equipment will result in specific needs and trends in the development of new projects, which will address those needs with a view of their environmental and economic advantages. Consequently, the criteria for locating future investments will have to take into account new categories of factors.

Location-related factors of growing importance

The factors that will have an increasing impact on project development due to the direction of technological advances in the industry will include, but are not limited to:

- fragmentation of the land ownership structure,
- high quality of agricultural land,
- locations with nature conservation and forested areas,
- issues related to the project logistics.

Fragmentation of the land ownership structure

The major challenges to new developments will be related to the limited availability of open space free of scattered buildings and structures, as the demand for acreage for new facilities will increase. For this reason, locations with an undiversified ownership structure that is as homogeneous as possible will be particularly sought after. Fragmentation of ownership can challenge a project on many levels: the number of participants in the acquisition arrangements for the title to the land (or easement), the number of parties in each administrative procedure, and the complexity of managing the land use. Large-area farms, especially those located on inferior-quality soils, will be the most desirable, albeit not the only possible destination.

High quality of agricultural land

Statistically, it is estimated that the construction of 1 MW capacity requires an area of about 20 hectares (IEO estimates⁵¹). This value takes into account the need to provide sufficient distance between the wind farm and various objects as well as between individual turbines, to maintain optimal wind energy utilization.

While at first glance the acreage requirements may seem considerable, it is important to remember that non-energy (e.g. agricultural) space use restrictions are minimal. Even though the devices are becoming larger (this applies to the swept area of the rotors as well), usually it is not necessary to exclude an area of more than 500 m² for the foundations.

⁵¹ Wiśniewski G., Jędra M., Michałowska-Knap K., 2020, *Możliwości wykorzystania i szybkiego uruchomienia rezerw potencjału lądowej energetyki wiatrowej w celu obniżenia cen energii elektrycznej w Polsce w wyniku poluzowania od 2021 roku zasady „10H”*, IEO EC BREC, Warsaw (17 pp.).

powierzchni przekraczającej 500 m². Oznacza to, że cały pozostały obszar może być w dalszym ciągu użytkowany rolniczo bez zmian. Ma to bardzo duże znaczenie w kontekście ochrony gruntu, zwłaszcza gleb rolnych wysokiej jakości (w szczególności klasy III). Regulacja wymagająca każdorazowej zgody ministra właściwego ds. rolnictwa na takie wyłączenie ugruntowała praktykę, że nawet przy nieznaczających obszarowo wyłączeniach zgoda nie zawsze jest udzielana, stąd znaczenie dokładnego lokalizowania urządzenia z pomiarem gruntów wysokiej jakości już na etapie prac planistycznych będzie zyskiwało na znaczeniu.

Tereny obszarowej ochrony przyrody oraz zalesione

Zapowiedzi weryfikacji ustawy odległościowej w zakresie odsunięć od wybranych obszarów ochrony przyrody pozwalają przypuszczać, że w polskim prawie pozostaną obszary chronione, na których lokalizacja jest zakazana wprost (parki narodowe, rezerwy przyrody oraz w niektórych przypadkach parki krajobrazowe), zaś na pozostałych obszarach (w tym obszarach Natura 2000) mimo braku bezwzględnego zakazu rekomendowane będzie unikanie obszarów cennych przyrodniczo przy planowaniu inwestycji wiatrowych. W praktyce inwestycyjnej nie było tendencji do lokalizowania elektrowni wiatrowych na obszarach chronionych i ten trend zostanie zapewne utrzymany.

Co do zasady inwestycje wznoszone w oparciu o najnowsze technologie będą cechowały się nieznacznie obniżonymi oddziaływaniami na środowisko w porównaniu z projektami realizowanymi do tej pory. Dotychczasowe doświadczenia wykazują mniejszy wpływ na ptaki i nietoperze. Ponadto oddziaływanie krajobrazowe będzie miało inny charakter: urządzenia mogą być widoczne z większych odległości, jednak inwestycje zrealizowane przy użyciu mniejszej ilości większych urządzeń są odbierane jako mniej obciążające krajobrazowo i łatwiej zyskują społeczne poparcie. Urządzenia nowszej generacji mają także w ogromnej większości niższą maksymalną moc akustyczną, choć propagacja hałasu przebiega nieco inaczej ze względu na ich wysokość.

Jak w przypadku wcześniejszych inwestycji, optymalne obszary lokalizacyjne cechują się relatywnie małym zagęszczeniem zabudowy oraz wystarczającą odległością od obszarów zalesionych (od których inwestycje są buforowane ze względu na ptaki i w szczególności nietoperze). W dalszym ciągu rekomenduje się także unikanie lokalizacji inwestycji w pobliżu oznaczonych korytarzy ekologicznych.

Logistyka inwestycji

Elementem bardzo istotnym i o rosnącym znaczeniu staje się logistyka transportu na plac budowy elementów wciąż rosnących urządzeń. W niektórych regionach kraju transport komponentów turbin wiatrowych drogą naziemną już teraz stanowi wyzwanie związane z ograniczeniami dla transportu ponadgabarytowych ładunków. Wychodząc naprzeciw tym wyzwaniom, producenci oferują rozwiązania oparte na modułach, umożliwiające transport bardziej rozdrobionych elementów konstrukcyjnych. Stan infrastruktury drogowej

This means that the entire remaining area can continue to be used for agricultural purposes. This is very important in the context of land protection, especially in terms of high quality agricultural soils (especially class III). The regulation which requires the approval of the minister in charge of agriculture each time such exclusion is needed, has established the practice that even in case of minor exclusions the approval is not always granted, hence the increasing importance of precise location of the facility with the exclusion of high quality land at the stage of planning works.

Locations with nature conservation and forested areas

The announcements that the distance law will be verified with respect to the distance from selected nature conservation areas indicate that the Polish law will still provide for protected areas where locating the project will be prohibited outright (national parks, nature reserves, and in some cases landscape parks), while in other areas (including Natura 2000 areas), despite the lack of an absolute ban, it will be recommended to avoid environmentally valuable sites when planning wind farms. There has been no cases in practice of locating wind turbines in protected areas, and this trend is likely to continue.

Generally, projects based on the latest technology will have slightly reduced environmental impact compared to projects developed in the past. Experience to date shows reduced impact on birds and bats. In addition, the landscape impact will be of a different nature: the devices may be visible from greater distances, but projects consisting of fewer, larger devices are perceived as less landscape intrusive and gain public support more easily. New generation units also have a lower maximum noise power in the vast majority of cases, although the noise propagation is somewhat different due to their height.

As with previous developments, the optimal destinations are characterized by relatively low-density development and sufficient distance from forested areas (from which developments are buffered due to the presence of birds and especially bats). It is still recommended to avoid locating developments near designated ecological corridors.

Project logistics

Transport logistics of the ever-growing pieces of equipment to the construction site is becoming a vital and increasingly important element. In some regions of the country, transporting wind turbine components over ground is already challenging due to restrictions on transporting oversized loads. To meet these challenges, manufacturers offer module-based solutions for transporting components in several pieces. The condition of the road infrastructure and its possible use for transportation and alternative modes of

i jej możliwe wykorzystanie do transportu oraz alternatywne sposoby transportu będą czynnikami o rosnącym znaczeniu dla nowych inwestycji.

Modularność i elastyczność – wyzwania przyszłości

Producenci sprzętu wychodzą naprzeciw rosnącym potrzebom w zakresie elastycznego dopasowania platformy technologicznej do potrzeb danej lokalizacji, umożliwiając m.in. stosowanie różnych komponentów w ramach jednej platformy. Vestas zaproponował zaawansowaną modułarną platformę EnVentus (6 MW), która umożliwia bardzo szerokie operowanie zarówno generatorem, jak i wysokością wieży, rodzajami łopat i gondoli, tak aby zoptymalizować rozwiązanie do potrzeb konkretnej inwestycji. Siemens-Gamesa oferuje urządzenia SG 5.8 (5,8 MW), które można elastycznie adaptować do wietrzności wybranego stanowiska. Nordex Acciona proponuje umożliwiające bardzo dużą elastyczność nastawów urządzenia Delta4000 series (4,5–5+ MW), wśród których znajdują się turbiny odpowiednie zarówno do stanowisk o silnej, jak i średniej i niskiej wietrzności. Enercon oferuje aktualnie dedykowane typowo wiatrom klasy III urządzenia E-160 EP5 E1 (4,6 MW) i E2 (5,5 MW), zaś GE ma w swoim portfolio urządzenia z platformy Cypress o mocach 4,8–6,0 MW, które dodatkowo cechują się innowacyjnymi łopatami dzielonymi na dwie części, co znacząco ułatwia ich transport. Wszystkie z tych platform oferują rozwiązania także dla stanowisk z najczęstszymi w Polsce klasami wietrzności (III, rzadziej II) i mogą być z sukcesem stosowane w Polsce, pod warunkiem odpowiedniego złagodzenia bariery odległościowej. Szeroko instalowane na świecie i w Europie przyczyniają się już teraz do poprawy jakości produkowanej energii przy jednocześnie spadającym koszcie wytworzenia, co jest aktualnie warunkiem brzegowym dla zapewnienia finansowania inwestycji. Wydajność produkcji energii ma także decydujące znaczenie dla sukcesu inwestycji pod kątem jej konkurencyjności cenowej w aukcjach, a także w kontrakcji sprzedaży energii w oparciu o umowy sprzedaży bezpośredniej (cPPA) lub sprzedaż energii po cenach rynkowych w projektach realizowanych w modelu merchant.

2.2. Nowe normy odległościowe

Tło i uzasadnienie planowanych zmian

Aktualnie mamy w Polsce do czynienia z boomem inwestycyjnym związanym z wznoszeniem farm wiatrowych w oparciu o wydane jeszcze przed 2016 r. pozwolenia na budowę. W związku z rozstrzygnięciem aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z OZE w koszyku technologicznym dedykowanym dużym inwestycjom wiatrowym (>1 MW) zakontraktowano ponad 4 GW instalacji wiatrowych na lądzie. Szacuje się, że około 600 MW powstanie po kolejnej aukcji, planowanej w 2021 r. To spowoduje, że w ciągu kilku następnych lat całkowita moc zainstalowana w źródłach wiatrowych powinna przekroczyć 10 GW. Według szacunków IEO jest to jednak nie więcej niż połowa polskiego realnego potencjału inwestycyjnego do 2030 r.

transportation will be factors of increasing importance to new developments.

Modularity and flexibility – the challenges of the future

Equipment manufacturers are responding to the growing need to tailor the technology platform to meet the needs of a given location by allowing, i.a., for different components to be used within a single platform. Vestas offers the advanced EnVentus modular platform (6 MW), which allows for choosing from a very wide range of the generator and the tower height, blade and nacelle types so as to optimize the solution to the needs of a particular project. Siemens-Gamesa offers the SG 5.8 (5.8 MW), which can be flexibly adapted to the wind conditions of the selected site. Nordex Acciona markets very flexible settings for its Delta4000 (4.5–5+ MW), which includes turbines suitable for both strong and medium/low wind sites. Enercon currently offers the E-160 EP5 E1 (4.6 MW) and E2 (5.5 MW) devices, typically dedicated to class III wind, while GE's portfolio includes the Cypress platform with the capacity of 4.8–6.0 MW, which also features innovative split blades for easier transport. All of these platforms offer solutions also for sites with the most common wind classes in Poland (III, rarely II) and can be successfully applied here, provided that the distance law is mitigated accordingly. Widely applied worldwide and in Europe, they are already helping to improve the quality of energy produced while at the same time lowering generation costs, which is currently a prerequisite for securing project funding. Power generation efficiency is also critical to the success of a project in terms of its price competitiveness in auctions, as well as in contracting power sales based on direct sales agreements (cPPAs) or selling power at market prices in the case of projects developed under the merchant model.

2.2. New distance limits

Background and reasons behind the planned amendments

Currently, Poland is experiencing an investment boom in the construction of wind farms based on building permits issued even before 2016. More than 4 GW of onshore wind installations have been contracted in the technology basket dedicated to large wind investments (>1 MW) following the completion of the RES auction. It is estimated that around 600 MW will be constructed after the next auction: planned for 2021. This will bring the total installed wind capacity to over 10 GW within the next few years. According to IEO estimates, however, this is no more than half of Poland's real investment potential until 2030. In order for it to be fully used, we must also consider the possibility of implementing new projects, which are necessary for Poland to achieve

Aby mógł zostać pełniej wykorzystany, trzeba pochylić się także nad możliwością realizacji nowych projektów, które są niezbędne po to, aby Polska mogła zrealizować swoje plany związane z rozwojem gospodarki niskoemisyjnej i redukcją oddziaływań na środowisko w postaci ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. Te cele wydają się szczególnie palące w elektroenergetyce. Ponadto istotnym powodem przewidywanego w przyszłości przyspieszenia w rozwoju energetyki wiatrowej jest wciąż spadająca cena energii ze źródeł wiatrowych. Aktualnie energetyka wiatrowa jest najtańszym źródłem generacji energii elektrycznej w Polsce. Relatywnie energochłonna gospodarka kraju pilnie wymaga optymalizacji kosztów związanych z rosnącym zapotrzebowaniem na energię, jeśli chce zachować międzynarodową konkurencyjność produkowanych przez siebie towarów i usług. Między innymi te przesłanki doprowadziły do podjęcia politycznej decyzji o liberalizacji zasad lokalizacji energetyki wiatrowej.

Założenia nowych wymogów odległościowych

W wyniku wejścia w życie w 2016 r. ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych mamy do czynienia z zastojem na rynku nowych projektów energetyki wiatrowej, które praktycznie nie powstają. Bariery jest niemożność spełnienia w warunkach polskiej, rozproszonej zabudowy wymogu minimalnej odległości $10 \times H$ (H = całkowita wysokość turbiny wiatrowej z łopata w pełnym wzniesieniu) od zabudowy i wybranych form ochrony przyrody. Praktycznie w Polsce brak jest lokalizacji spełniających to kryterium.

Obecnie rozważa się pozostawienie zasady 10H jako obowiązującej i definiującej system, lecz deklaruje przekazanie uprawnień decyzyjnych w zakresie szczegółowych rozwiązań gminom, umożliwiając im przyjęcie innych norm odległościowych w podstawowym akcie prawa miejscowego, tj. miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego. Aktualnie (kwiecień 2021 r.) strona rządowa deklaruje przyjęcie następujących minimalnych odległości poprzez nowelizację ustawy odległościowej:

■ 10H

Pierwszą i bazową odległością obowiązującą inwestorów i samorządy jest odległość 10H. Ta odległość pozostanie w ustawie jako domyślna dla obszarów bez MPZP.

■ Odległość powyżej wyniku prognozy oddziaływania na środowisko przygotowanej na potrzeby uchwalanego MPZP uwzględniającego elektrownię wiatrową.

Przeprowadzenie strategicznej oceny oddziaływania na środowisko dla miejscowego planu ma być obowiązkowe, zaś wynik prognozy oddziaływania ma wyznaczać wartość, powyżej której rada gminy może uchwalić bezpieczną odległość od zabudowy.

its plans related to the development of a low-emission economy and reduction of environmental impact in the form of greenhouse gas emissions. These goals seem particularly pressing in the energy industry. In addition an important reason for the expected future acceleration in wind power development is the ever-decreasing price of wind power. Currently, wind energy is the cheapest source of electricity generation in Poland. The country's relatively energy-intensive economy urgently needs to optimize the costs associated with increasing energy demand if Poland wants to remain internationally competitive in terms of goods and services it produces. These considerations, among others, led to the political decision to liberalize wind energy location regulations.

Assumptions of new distance requirements

Following the entry into force of the Act on Wind Energy Investments in 2016, we have been facing a stagnant market for new wind power projects, which are practically not being built. The impediment is the impossibility to meet the requirement of a minimum distance of $10 \times H$ (H = total height of a wind turbine with its blade at full elevation) from buildings and selected forms of nature conservation in the conditions of generally scattered developments in Poland. There are practically no locations that would meet this criterion.

It is currently being considered to keep the 10H rule in place as a reference point for the system, but there have been declarations to delegate decision-making power regarding the details to communes (gmina), allowing them to adopt other distance standards in the basic local law act, i.e. the local spatial development plan. As of now (April 2021), the government side declares that the following minimum distances will be adopted through the amendment of the distance law:

■ 10H

The 10H distance is the first and baseline distance applicable for investors and local authorities. This distance will remain in the law as the default value for areas without a local spatial development plan (MPZP).

■ The distance exceeding the result of the environmental impact assessment prepared for the purposes of the local spatial development plan (MPZP) that includes a wind power plant.

Conducting a strategic environmental impact assessment for a local plan is to be obligatory, while the result of the impact assessment is to determine the value above which the commune council may adopt a safe distance from the development.

■ Nie mniej niż 500 m

Minimalna dopuszczalna odległość od zabudowy nie może być mniejsza niż 500 m, nawet jeśli wynik prognozy wskaże mniejszy dystans. W zamyśle projektodawcy ma to stanowić akceptowalny próg bezpieczeństwa, nawiązujący do często stosowanego w krajach europejskich wymaganego prawem lub rekomendowanego minimum.

Tak określony wymóg odległości ma również obowiązywać realizację zabudowy: nie będzie można wydać warunków zabudowy ani zaplanować w miejscowym planie zabudowy z funkcją mieszkalną w odległości mniejszej niż 500 m od istniejących lub planowanych elektrowni. W tym przypadku będzie się brało pod uwagę zapisy dokumentów planistycznych lub (co można uznać za kolejny próg odległościowy) wynik oceny oddziaływania na środowisko dla elektrowni wiatrowej, o ile została przeprowadzona. W rezultacie budynki z funkcją mieszkalną będą mogły powstać w odległości nie mniejszej niż wynika z oceny oddziaływania na środowisko i jednocześnie nie mniejszej niż 500 m.

Ustawodawca przewiduje możliwość odblokowania zaawansowanych projektów (dla których uchwalono już plan lub/i wydano decyzję środowiskową), których finalizacja stała się niemożliwa po wdrożeniu ustawy odległościowej i ich konsumpcji w zakresie, w jakim spełnią one nowe wymogi ustawowe (powyżej wyniku prognozy, minimum 500 m).

Można oczekiwać, że złożony system dopuszczalnych limitów będzie budził sporo wątpliwości interpretacyjnych, zwłaszcza w początkowym okresie obowiązywania.

Zaproponowany model, choć nie jest pozbawiony wad, wyraża jednak pewnego rodzaju kompromis akceptowalny dla znacznej części interesariuszy zarówno po stronie społecznej, jak i inwestorskiej.

Inne planowane zmiany ustawy odległościowej

Ustawodawca deklaruje wiele dodatkowych rozwiązań, które planuje przyjąć w ustawie jako regulacje uzupełniające. Zakłada się m.in. umożliwienie zaangażowania inwestora w finansowanie przygotowania dokumentów planistycznych. Projekt ustawy przewiduje możliwość pokrycia przez inwestora kosztów opracowania zmian w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy, a także miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego wraz z prognozą jego oddziaływania, z zastrzeżeniem, że nie uzyska w ten sposób wpływu na związane z tym decyzje administracyjne.

Drugą z zapowiadanych zmian jest rozszerzenie formuły konsultacji dokumentów planistycznych. Proponuje się organizowanie przynajmniej dwóch wystuchań publicznych (w tym przynajmniej jednego bezpośrednio oraz jednego zdalnie) na etapie procedowania uchwały o przystąpieniu do sporządzania miejscowego planu zagospodarowania prze-

■ Not less than 500 m

The minimum allowable distance from developed areas must not be less than 500 m, even if the forecast result provides for a smaller distance. This is intended to be an acceptable safety threshold, referring to the legally required or recommended minimum often used in European countries.

This distance requirement is to also apply to the development of buildings: it will not be possible to issue land development conditions decision or plan any developments with a residential function in the local plan at a distance of less than 500 m from existing or planned power plants. In this case, the provisions of the planning documents or the result of the environmental impact assessment for the wind power plant, if it was conducted (which can be considered as another distance threshold), will be taken into account. As a result, buildings with a residential function will be allowed to be built at a distance not less than based on the environmental impact assessment and at the same time not less than 500 m.

The lawmakers envisage the possibility of unfreezing advanced projects (for which a plan has already been passed and/or an environmental decision has been issued) which became impossible to finalize due to the distance law, and their subsequent putting into use to the extent to which they meet the new statutory requirements (above the result of the forecast, minimum 500 m).

It is to be expected that the complex system of allowable limits will raise a lot of interpretive questions, especially in the early days.

The proposed model, although not without flaws, nevertheless expresses a kind of compromise acceptable to a significant part of stakeholders both on the public and investors' side.

Other planned amendments to the distance law

The lawmakers have declared many additional measures that they plan to adopt in the law as supplemental regulations. One of the planned features is to enable investor involvement in financing the drawing up of planning documents. The draft act provides for a possibility for the investor to cover the costs of preparing amendments to the study of spatial development conditions of the commune (gmina) as well as the local spatial development plan with a forecast of its impact, with the reservation that the investor will not thereby gain influence on the related administrative decisions.

The second of the announced changes is the expansion of the consultation formula for planning documents. It has been proposed to organize at least two public hearings (of which at least one to be held in person and one remotely) at the stage of the resolution on starting the preparation of a local spatial development plan providing for the location

strzennego przewidującego lokalizację elektrowni wiatrowej i przynajmniej dwa analogiczne spotkania na etapie wyłożenia do konsultacji publicznych rozstrzygnięć takiego planu. Ustawa definiuje także dokładny wymagany czas ogłoszenia i przeprowadzenia takich konsultacji. Adresuje to postulaty strony społecznej o szerszy dostęp do procedury dla lokalnych społeczności.

Ustawodawca, powołując się na potrzeby zwiększenia bezpieczeństwa eksploatacji instalacji, ustanawia także nowy system certyfikacji firm serwisujących elektrownie wiatrowe przez Urząd Dozoru Technicznego. UDT będzie prowadził wykaz uprawnionych certyfikowanych firm, które na własny wniosek przejdą weryfikację spełnienia wymaganych kryteriów oraz uiszczą przewidzianą w ustawie opłatę.

Możliwe kierunki dalszych zmian

Otwartą kwestią pozostaje obecnie potrzeba zaimplementowania do polskiego prawodawstwa powiązanego z ustawą odległościową postanowień dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (wersja przekształcona), tzw. RED II. Promuje ona daleko idące uproszczenia administracyjne. Nowelizacja ustawy odległościowej w zaproponowanym kształcie spowoduje, że proces rozwoju inwestycji od zamierzenia do budowy, który do tej pory trwał średnio od 3 do 5 lat, prawdopodobnie będzie jeszcze bardziej czasochłonny. Deklarowany przez projektodawcę, złożony reżim czterokrotnych konsultacji społecznych na etapie prac planistycznych przesądzi o dłuższych pracach nad przyjęciem prawa miejscowego. Samo uchwalanie planu miejscowego przewidującego lokalizację elektrowni wiatrowych w najlepszym wypadku potrwa około 2 lat. Z czasem można się także obawiać wydłużenia procedur związanych z uzyskaniem decyzji środowiskowej, warunków przyłączenia czy pozwolenia na budowę. Jednym z istotnych czynników są także rosnące wymagania instytucji finansujących.

Długo oczekiwanej liberalizacji rynku mogą zatem towarzyszyć wzrost złożoności i czasu realizacji procedur inwestycyjnych w stosunku do doświadczeń sprzed wejścia w życie zmian z 2016 r. Wymaga podkreślenia, że poza trwającymi pracami nad zmianą newralgicznej regulacji odległościowej przygotowywane są także inne systemowe zmiany prawa. Wśród nich należy wymienić m.in. prowadzone praktycznie w trybie ciągłym prace nad zmianami ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz opóźnioną implementację dyrektyw UE w zakresie udziału strony społecznej w procedurach OOS. Przedstawiony przez resort rozwoju zarys projektu ustawy nie jest pozbawiony wad, jednak trzeba go uznać za próbę pogodzenia oczekiwań strony społecznej i inwestorskiej oraz mały krok w dobrym kierunku. Wydaje się także, że w przyszłości ten system będzie wymagać dalszej normalizacji (uproszczenia i przyspieszenia procedur w duchu Dyrektywy RED II), aby mógł przyczynić się do dalszego dynamicznego i zrównoważonego rozwoju branży w Polsce.

of a wind power plant and at least two analogous meetings when such plan is put up for public consultation. The act would also define the exact time required to announce and conduct such consultations. This is a response to calls from the public for greater access to the procedure for local communities.

The lawmakers, citing the need to increase the safety of installation operation, also establishes a new system of certification of companies servicing wind power plants by the Office of Technical Inspection (UDI). The UDI will maintain a list of authorized certified companies that will, upon their own request, undergo verification that they meet the required criteria and pay the fee provided for in the act.

Possible directions of further changes

The need to implement the provisions of the Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast version), the so-called RED II, into the Polish legislation related to the distance law remains an open issue at present. It promotes far-reaching administrative streamlining. The amendment to the distance law as proposed will make the development process – from intention to construction – which has taken an average of 3 to 5 years to date, likely to be even more time consuming. The complex regime of quadruple public consultations at the stage of planning works, declared by the lawmakers, will lead to longer works on the adoption of the local zoning law. The enactment of a local plan providing for the location of wind power plants alone will take about 2 years in the best case scenario. Over time, one may also be concerned about the lengthening of procedures related to obtaining environmental decisions, connection conditions or construction permits. Increasing requirements of financing institutions are also one of the important factors.

The long-awaited market liberalisation may therefore be accompanied by an increase in the complexity and duration of investment procedures compared to the experience before the 2016 amendments came into force. It should be emphasized that in addition to the ongoing work on amending the key issue of distance regulation, other systemic changes to the law are also being prepared. These include the practically continuous work on amending the Act on spatial planning and development and the delayed implementation of EU directives on public participation in EIA procedures. The outline of the draft presented by the Ministry of Development is not without flaws, but it should be regarded as an attempt to reconcile the expectations of the public and investors and as a small step in the right direction. It also seems that in the future, this system will require further standardization (simplification and acceleration of procedures in the spirit of RED II Directive) to be able to contribute to further dynamic and sustainable development of the industry in Poland.

Nasza firma zajmuje się odbiorem energii od ok. 450 wytwórców OZE i jej sprzedażą do odbiorców końcowych. Unikalne kompetencje w obszarze prognozowania i bilansowania pozwalają nam tworzyć konkurencyjną ofertę na rynku. Oferujemy wytwórcom odbiór energii w okresie od 1 do 15 lat po cenie stałej lub zmiennej, a odbiorcom energię wyłącznie ze źródeł odnawialnych, przy czym w 2020 r. wiatr odpowiadał za około 20 proc. sprzedanego wolumenu. Jednak już w bieżącym roku wiatr przekroczy 50 proc., a w kolejnych latach jego udział będzie nadal rósł. To dlatego, że najbliższe 10–15 lat będzie okresem spektakularnego wzrostu portfela wiatrowego. Szacuję, że do 2035 r. łączna moc zainstalowana lądowej energetyki wiatrowej w Polsce sięgnie 20–25 GW. Nasz potencjał ekonomiczny jest w tym obszarze zbliżony, a nawet nieco wyższy od niemieckiego, ponieważ dysponujemy porównywalną powierzchnią i warunkami wietrznymi przy mniejszej gęstości zaludnienia. W dodatku gros naszego portfela wiatrowego dopiero powstanie, zatem oprze się na najnowocześniejszej i najtańszej – w przeliczeniu na jednostkę mocy – technologii.

Spodziewany rozwój sektora wiatrowego stworzy możliwość praktycznie bezkosztowej – z punktu widzenia skarbu państwa – transformacji lwiej części krajowego systemu wytwarzania. Nowe projekty są w stanie być na tyle samowystarczalne, że zbędne okaże się wsparcie ze środków publicznych. Co więcej, zapewnią energochłonnej gospodarce możliwość zakupu energii po cenach konkurencyjnych wobec wysokich kosztów generacji energii w krajowym miksie. W dodatku inwestorzy będą mogli liczyć na atrakcyjny zwrot z inwestycji w długim okresie, co ułatwi dostęp taniego kapitału, konkurencję i dalszą optymalizację wydajności produkcji. Dopóki istotnym filarem polskiej energetyki pozostaje węgiel, dopóty wytwórcy w szybko taniejących źródłach nie będą zmuszeni do silnego konkurowania ceną. To jeden z powodów, dla których Polska stanie się wkrótce jednym z najatrakcyjniejszych rynków inwestycyjnych co najmniej w skali Europy.

Złagodzenie reguły 10H jeszcze w tym roku oceniam jako bardzo prawdopodobne i zakładam, że nowe regulacje umieszczą limit odległości w granicach 500 m. Deweloperzy nie zdążą wprowadzić zgłoszeń nowo zaprojektowanych projektów do tegorocznej aukcji, ale projekty takie zaczną otrzymywać pozwolenia na budowę w 2022 r. Sami także dewelopujemy szereg instalacji wiatrowych pod nowe normy odległościowe i chcemy aktywnie uczestniczyć w transformacji energetycznej, ponieważ głęboko wierzymy, iż stanie się ona jednym z kluczowych megatrendów najbliższych dekad w Polsce.



Sebastian Jabłoński

Prezes zarządu / CEO
Respect Energy

Respect Energy collects energy from approximately 450 RES producers and sells it to end customers. Unique competences in the area of forecasting and balancing allow us to deliver a competitive offer to the market. We provide the producers with energy off-take in a period from 1 to 15 years at a fixed or variable price, and the consumers with energy exclusively from renewable sources, with wind accounting for around 20% of the volume sold in 2020. However, even this year wind will exceed 50% of the mix, and its share will continue to grow in the coming years. This is because the next 10 to 15 years will be a period of spectacular growth in the wind portfolio. I estimate that by 2035 the total installed capacity of onshore wind energy in Poland will reach

20-25 GW. Our economic potential in this area is similar to or even slightly higher than the German potential, as we have a comparable area and wind conditions with a lower population density. In addition, the bulk of our wind portfolio is yet to be built and will therefore be based on the most modern and cheapest technology per unit of output.

The expected growth of the wind sector will provide an opportunity to transform the lion's share of the nation's generation system at virtually no cost to the state. The new projects are capable of being so self-sufficient that public support will be unnecessary. Moreover, they will provide the energy-intensive economy with an opportunity to purchase energy at prices competitive to the high costs of energy generation in the national mix. In addition, investors will be able to expect attractive yields in the long term, which will facilitate access to cheap capital, competitiveness and further optimization of production efficiency. As long as coal remains an important pillar of the Polish energy sector, generators basing on rapidly cheapening sources will not be forced to compete strongly on price. This is one of the reasons why Poland will soon become one of the most attractive investment markets, at least in Europe.

I consider the relaxation of the 10H rule this year very likely and I assume that the new regulations will place the distance limit within 500 m. Although developers will not have time to submit newly designed projects to this year's auction, such projects will start receiving building permits in 2022. We are also developing a number of wind installations under the new distance standards and want to actively participate in the energy transition, as we strongly believe it will become one of the key megatrends of the coming decades in Poland.

3 Elementy procesu inwestycyjnego

3.1. Stan obecny

Budowa farmy wiatrowej jest procesem złożonym, długotrwałym i kapitałochłonnym, który wymaga specjalistycznej wiedzy i doświadczenia. Przez ostatnie lata ocena ryzyka inwestycyjnego dotyczyła głównie farm już funkcjonujących lub na etapie projektowym, dla których pozwolenie na budowę zostało wydane przed 20 maja 2016 r., czyli przed wprowadzeniem ograniczeń 10H. Projekty na wcześniejszych etapach dewelopmentu rzadko były przedmiotem transakcji ze względu na trudność uzyskania pozwolenia na budowę w warunkach obowiązującej ustawy odległościowej.

Elements of the investment process

3.1. Present state

Building a wind farm is a complex, lengthy and capital-intensive process that requires specialized knowledge and experience. Over the past few years, the investment risk assessment has focused on farms already in operation or at the design stage for which a building permit was issued prior to May 20, 2016, which is before the 10H restrictions were implemented. Projects in the earlier stages of development were rarely subject to deals due to the difficulty of obtaining a construction permit under the terms of the current distance law. In addition, wind farm projects for

Ponadto projekty farm wiatrowych, dla których wydano już określone pozwolenia, nie mogły być przedmiotem modernizacji w zakresie instalacji bardziej nowoczesnych turbin.

Nabywcami zaawansowanych projektów w ostatnich latach (2016–2021) byli na ogół inwestorzy branżowi lub finansowi, którzy bądź z pomocą generalnych wykonawców lub samych deweloperów (w formule „pod klucz”) realizowali proces budowlany i przechodzili do fazy eksploatacyjnej, bądź nabywali funkcjonującą farmę. Z perspektywy inwestorów, a także instytucji finansujących inwestycje, kluczowym zagadnieniem jest kwestia zabezpieczenia przychodów. Projekty oddane do eksploatacji przed lipcem 2016 r. korzystają z zamkniętego z końcem 2015 r. systemu „zielonych certyfikatów”, których sprzedaż stanowi dodatkowy przychód producenta obok przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej. Zabezpieczenie strumieni pieniężnych dla projektów realizowanych od 2016 r. opiera się w głównej mierze na 15-letnich kontraktach różnicowych zawieranych w mechanizmie przetargów (aukcji) organizowanych przez Urząd Regulacji Energetyki, a ostatnio coraz częściej także na podstawie prywatnych kontraktów na dostawę energii zawieranych z odbiorcami.

Zapowiadana zmiana ustawy odległościowej w bardzo krótkim czasie doprowadzi do pojawienia się na rynku wielu projektów w początkowej fazie realizacji, opartych na najnowszych technologiach generacyjnych, dla których pierwsze pozwolenia na budowę mogą pojawić się w 2022 r.

W każdym wypadku istotnymi czynnikami, na które należy zwrócić uwagę, są przede wszystkim: właściwa lokalizacja, uzyskanie tytułu prawnego do terenu pod inwestycję, otrzymanie decyzji środowiskowej, zawarcie umowy przyłączeniowej, uzyskanie pozwolenia na budowę elektrowni i przyłączenia do sieci, a także uzyskanie koncesji na wytworzenie energii.

Bazując na doświadczeniach sprzed 2016 r., etapy przygotowania procedur procesu inwestycyjnego mogą wyglądać zgodnie z przedstawionym poniżej diagramem. Należy jednak zauważyć, iż kluczowy wpływ na ich ostateczną formę będzie miał końcowy kształt ustawy w momencie jej nowelizacji.

which certain permits had already been issued could not be upgraded to install more modern turbines.

In recent years (2016-2021), projects at an advanced stage were generally purchased by professional or financial investors who either carried out the construction process with the help of general contractors or developers (turnkey formula) and moved on to the operation phase, or purchased a functioning farm. From the perspective of investors as well as financing institutions, the key issue is the question of securing revenue. Projects put into use before July 2016 benefit from the "green certificate" system, which was closed at the end of 2015, that constitutes additional revenue for the producer in addition to the revenue from the sale of energy. Securing cash flows for projects developed since 2016 is based mainly on 15-year contracts for difference concluded through tenders (auctions) organized by the URE, and recently also increasingly on the basis of private energy supply contracts concluded with consumers.

The announced amendment to the distance law will, in a very short period of time, lead to the appearance on the market of many projects in early stages of development, based on the latest energy generation technologies, for which the first construction permits may be issued in 2022.

In any case, the most important factors to pay attention to are: proper location, obtaining legal title to the land for the project, obtaining a decision on environmental conditions of approval, concluding a connection agreement, obtaining a construction permit for the power plant and grid connection, as well as obtaining a license for energy production.

Based on the experience prior to 2016, the stages of preparing the investment process procedures may look as shown in the diagram below. However, it should be noted that the final form of the Act after amendments will have a key impact on their final form.

Etapy przygotowania i realizacji inwestycji

Lokalizacja inwestycji	<ol style="list-style-type: none"> 1. Wybór lokalizacji farmy wiatrowej, w tym: <ol style="list-style-type: none"> a. wstępna analiza możliwości pozyskania gruntów pod farmę i infrastrukturę (zawarcie umów przedwstępnych uprawniających do dysponowania gruntami), b. wstępna analiza uwarunkowań środowiskowych, c. wstępne konsultacje z władzami lokalnymi. 2. Analiza możliwości budowy farmy wiatrowej w wybranej lokalizacji, w tym: <ol style="list-style-type: none"> a. analiza aktualnych uwarunkowań zagospodarowania przestrzennego, b. wstępna analiza możliwości przyłączenia do sieci elektroenergetycznej oraz analiza przebiegu tras kablowych, c. wstępna analiza warunków budowlanych oraz infrastruktury drogowej, d. wstępny audyt ekologiczny/screening. 3. Uzyskanie akceptacji dla budowy farmy u władz lokalnych. 4. Przeprowadzenie konsultacji społecznych i uzyskanie akceptacji lokalnej ludności. 5. Wykonanie lub aktualizacja planu zagospodarowania przestrzennego albo uzyskanie decyzji o warunkach zabudowy.
Analiza opłacalności	<ol style="list-style-type: none"> 6. Przeprowadzenie badań pomiarowych parametrów wietrznych, w tym: <ol style="list-style-type: none"> a. uzyskanie decyzji o warunkach zabudowy dla masztu pomiarowego (jednego lub więcej), b. budowa masztu (masztów) i zbieranie danych w okresie minimum 1 roku. 7. Analiza pomiarów wietrzności, wielowariantowy dobór turbin, oszacowanie produktywności, określenie lokalizacji poszczególnych turbozespołów. 8. Analiza wykonalności i analiza kosztów przyłączenia do sieci. 9. Opracowanie wstępnego biznesplanu.

Stages of investment preparation and execution

Project location	<ol style="list-style-type: none"> 1. Wind farm site selection, including: <ol style="list-style-type: none"> a. initial analysis of the possibilities of acquiring land for the farm and infrastructure (concluding preliminary agreements entitling to use the land), b. preliminary analysis of environmental conditions, c. preliminary consultation with local authorities. 2. Analysis of the wind farm construction possibilities at the selected site, including: <ol style="list-style-type: none"> a. analysis of current land use conditions, b. preliminary analysis of the possibility of connecting to the power grid and analysis of cable routes, c. preliminary analysis of site conditions and road infrastructure, d. preliminary environmental audit/screening. 3. Obtaining approval for farm construction from local authorities. 4. Conducting public consultation and gaining acceptance from local community. 5. Drawing up or updating a zoning plan or obtaining a land development conditions decision.
Profitability analysis	<ol style="list-style-type: none"> 6. Performing measurements of wind parameters, including: <ol style="list-style-type: none"> a. obtaining a land development conditions decision for a metering mast (one or more), b. building the mast(s) and collecting data over a minimum period of 1 year. 7. An analysis of wind measurements, multi-variant turbine selection, estimating productivity, determining the location of individual turbine units. 8. A feasibility study and cost analysis of grid connection. 9. Drawing up a preliminary business plan.

Procedury i formalności	<ol style="list-style-type: none"> 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 wpływu farmy wiatrowej na środowisko. 15. Decyzja gminy o środowiskowych uwarunkowaniach dla danej inwestycji (na podstawie decyzji wydanych przez Regionalną Dyrekcję Ochrony Środowiska). 16. Wybór dostawcy urządzeń. 17. Opracowanie projektu budowlanego do pozwolenia na budowę. 18. Opracowanie szczegółowego biznesplanu. 19. Uzyskanie promesy koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej wraz ze stwierdzeniem występowania tzw. efektu zachęty. 20. Zawarcie umowy przedwstępnej na sprzedaż energii elektrycznej i certyfikatów pochodzenia. 21. Zawarcie umowy przyłączeniowej z OSD/OSP. 22. Uzyskanie pozwolenia (pozwoleń) na budowę. 	<ol style="list-style-type: none"> 10. Applying for grid connection conditions (Expertise by the DSO/TSO on the impact of the wind farm on the national power system). 11. Obtaining land use rights. 12. Obtaining conditions for connection to the power grid. 13. Submitting an application (with the attached Project Information Sheet and the necessity the scope of the environmental impact assessment) for the issuance of a decision on environmental conditions to the authorities of the commune (gmina) where the wind farm is to be constructed. 14. Preparing a wind farm environmental impact assessment report. 15. The decision on environmental conditions for the project issued by the commune authorities (based on the decisions issued by the Regional Directorate for Environmental Protection). 16. Selecting the equipment vendor. 17. Drawing up the construction design for the needs of the building permit. 18. Drawing up a detailed business plan. 19. Obtaining a promise of the concession for power generation with a statement of the existence of the so-called incentive effect. 20. Concluding a preliminary agreement for the sale of electricity and certificates of origin. 21. Concluding a connection agreement with the DSO/TSO. 22. Obtaining construction permit(s).
Finansowanie i udział w akcji	<ol style="list-style-type: none"> 23. Pozyskanie promesy kredytu bankowego lub innej gwarancji finansowania projektu. 24. Uzyskanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji (prekwalifikacja). 25. Wygrana w aukcji. 26. Zmiana właściciela spółki projektowej (typowy moment wejścia inwestora branżowego lub finansowego) i związane z tym procedury transakcyjne (kontraktacja, due diligence, zabezpieczenie ryzyk, strukturyzacja transakcji). 	<ol style="list-style-type: none"> 23. Obtaining a bank loan promise or other guarantee for project financing. 24. Obtain a certificate of eligibility to participate in the auction (prequalification). 25. Winning the auction. 26. Changing ownership of the SPV (typical moment of entry of an industry or financial investor) and related transaction procedures (contracting, due diligence, risk hedging, deal structuring).
Realizacja	<ol style="list-style-type: none"> 27. Realizacja procesu budowlanego. 28. Uzgodnienie instrukcji współpracy z OSD/OSP. 29. Uzyskanie koncesji na wytwarzanie energii. 30. Uzyskanie pozwolenia na użytkowanie obiektu. 	<ol style="list-style-type: none"> 27. Construction Process. 28. Establishing instructions for cooperation with DSO/TSO. 29. Obtaining a power generation license. 30. Obtaining the occupancy permit for the facility.

3.2. 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 realizacji inwestycji oraz produkcji energii elektrycznej (tzw. *share deal*) bądź jako wyodrębniony zespół aktywów i zobowiązań bez

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

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

jednoczesnego nabywania udziału w osobie prawnej do niego uprawnionej (tzw. *asset deal*).

Każdy ze wskazanych powyżej dwóch sposobów ma swoje wady i zalety, a wybranie optymalnej formy transakcji uzależnione jest od wielu okoliczności. Podstawową zaletą transakcji udziałowej jest pewność utrzymania wszelkich praw dotyczących projektu przez nabywcę, te bowiem podmiotowo przynależą do spółki celowej. Jej wadą jest, iż spółka przechodzi „z dobrodziejstwem inwentarza” obejmującym wszelkie prawa i obowiązki, zarówno cywilno-, jak i publicznoprawne, a zatem także ryzyka. W przypadku nabycia majątku zamiast udziałów w spółce zakres transferowanych czynników ryzyka jest znacznie węższy i poddaje się lepszej identyfikacji oraz zabezpieczeniu. W szczególności należy zwrócić uwagę na odpowiedzialność nabywcy za zobowiązania sprzedającego związanego z przenoszonym majątkiem. Podstawową wadą transakcji przeniesienia aktywów (praw do projektu) jest ryzyko nieskuteczności przeniesienia części z nich, co w szczególności dotyczy niektórych praw wynikających z decyzji administracyjnych uzyskanych przez sprzedającego. Z tego powodu na rynku zdecydowanie dominuje model *share deal*.

Krytycznym 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 jej 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. Ich wykrywalność jest szczególnie utrudniona w przypadku, kiedy przedmiotem transakcji jest projekt w fazie przedbudowlanej. Dlatego w każdym przypadku niezwykle ważne jest przeprowadzenie kompletnego, wieloaspektowego procesu *due diligence*, który powinien obejmować w szczególności:

- ryzyka techniczne: przeszacowane lub nierzetelne założenia co do przewidywanej ilości produkowanej energii, nierzetelne pomiary wiatrowe, opóźnienia w realizacji projektu, nieoptymalny layout, kosztochłonne przyłącze, wysoka awaryjność 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, w tym koszt profilu, zobowiązania do dostarczania określonej ilości energii, niekorzystne warunki umów

set of assets and liabilities without simultaneously acquiring a share in the legal entity entitled to it (*asset deal*).

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

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

Key risks associated with the investment process:

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

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

dzierżawy gruntów, niekorzystne umowy z instytucjami finansującymi 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, nieostateczność lub wzruszalność decyzji administracyjnych, niezgodność projektu z warunkami zagospodarowania przestrzennego, nienależyte zabezpieczenie interesów kontraktowych itd.
- ryzyka podatkowe: niedoszacowanie obciążeń w podatku od nieruchomości, 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, rozliczenia w podatku VAT itd.

3.2.1. Perspektywa zbywcy: vendor due diligence

Analiza typu vendor due diligence 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 potencjalnym nabywcom i w konsekwencji ułatwić finalizację transakcji na optymalnych warunkach. Z biznesowego punktu widzenia znaczną korzyść, zwłaszcza w procesie negocjacji z wieloma potencjalnymi nabywcami, stanowi wystandaryzowanie procesu i uporządkowanie go poprzez organizację vendor due diligence lub/i uruchomienie wirtualnej przestrzeni (tzw. virtual data room) do analiz due diligence przez nich prowadzonych. Praktycznym rozwiązaniem jest też kumulatywne zarządzanie wymianą informacji poprzez scentralizowaną listę pytań i odpowiedzi (Q&A list). Do prospektu inwestycyjnego przedstawianego potencjalnym nabywcom warto załączyć raport vendor due diligence (o ile nie wykazuje istotnych obciążeń), 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.

3.2.2. Perspektywa nabywcy: buy-side due diligence

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

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

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

3.2.1. The seller's perspective: vendor due diligence

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

3.2.2. The buyer's perspective: buy-side due diligence

As part of the due diligence report, the buyer first receives information on whether the project contains any key risks or barriers that may result in a deviation from the planned investment or affect its valuation. Proper identification and valuation of the risks associated with an investment generally creates a number of opportunities to hedge, mitigate or appropriately address them in the negotiation process. In order to protect against the repercussions of risks revealed in

konsekwencjami ryzyk ujawnionych w ramach due diligence nabywcy przysługuje szereg środków cywilnoprawnych (gwarancje sprzedającego, gwarancje bankowe, poręczenia, polisy, rachunki powiernicze itd.), publicznoprawnych (np. wiążące interpretacje organów podatkowych) i faktycznych (m.in. szczegółowy protokół przejęcia, obniżenie ceny).

the course of due diligence, the buyer is entitled to a number of civil law remedies (seller's warranties, bank guarantees, sureties, policies, escrow accounts, etc.), public law remedies (e.g. binding interpretations of tax authorities) and factual remedies (e.g. detailed takeover protocol, price reduction).

Vestas jest obecny w Polsce i rozwija się nieprzerwanie od 2002 r. Obecnie, dzięki zainstalowaniu 2,6 GW lądowych turbin wiatrowych i kolejnych 1,7 GW projektów wygranych przez klientów Vestas w aukcjach w latach 2018–2019, z pewnością umacniamy naszą pozycję lidera w Polsce. Do tych mocy możemy dodać także kolejne z aukcji przeprowadzonej w 2020 r.

Chętnie wspieramy naszych klientów w przygotowaniach do aukcji i dostarczamy najbardziej wydajną technologię, także dla projektów realizowanych w ramach rygorystycznej ustawy odległościowej. Warto jednak pamiętać, że obecnie dostępne turbiny mają znacznie większą moc i są o 30 proc. bardziej wydajne na megawat, innymi słowy, mniej turbin generuje więcej energii. Projekty, które mogłyby być realizowane z wykorzystaniem najnowocześniejszych dostępnych turbin, byłyby jeszcze atrakcyjniejsze finansowo dla inwestorów i dodatkowo zwiększałyby konkurencyjność technologii wiatrowej.

Należy jednak podkreślić, że polski sektor onshore i offshore to obecnie jeden z najdynamiczniej rozwijających się rynków wiatrowych w skali świata. Aukcja w 2018 r. ożywiła Polski rynek energetyki wiatrowej na lądzie, a znaczne wolumeny aukcyjne w kolejnych latach sprawiły, że Polska stała się kluczowym rynkiem energetyki wiatrowej dla Vestas i jednym z największych w Europie. Wynika to m.in. z faktu, iż znaczenie branży dla potrzeb transformacyjnych polskiej gospodarki jest coraz lepiej rozumiane.

Warto pamiętać, że sektor wiatrowy oferuje wysokie efekty mnożnikowe po stronie lokalnego łańcucha dostaw i tworzenia wysokiej jakości miejsc pracy. W tym kontekście racjonalność i przewidywalność prawa jest więc niezmiernie istotnym warunkiem rozwoju. Złagodzenie normy 10H leży zasadniczo w interesie wszystkich interesariuszy, dlatego wierzę, że dojdzie do niego w niedługim czasie. Na podstawie doświadczeń innych krajów sądzimy, że optymalne regulacje odległościowe kształtuje się jako pochodną norm hałasu. To rozwiązanie jest dużo efektywniejsze, ponieważ takie parametry jak model turbiny, wysokość wieży, ukształtowanie terenu czy zalesienie, mają zasadniczy wpływ na sposób rozchodzenia się dźwięków zarówno w paśmie słyszalnym dla człowieka, jak i infradźwięków.

Aby w pełni wykorzystać potencjał wiatru w Polsce, potrzebne są przede wszystkim stabilne i przewidywalne otoczenie prawne oraz wspierające rozwój regulacje techniczne, także w takich dziedzinach, jak transport i oznakowanie lotnicze. Wszelkie zmiany regulacyjne w takich obszarach powinny uwzględniać ramy czasowe zarówno procesu inwestycyjnego, jak i produkcyjnego.



**Jagna
Kubańska-Lyczakowska**
Lead Specialist,
Global Intelligence & Corporate Strategy
Vestas Wind Systems

Vestas has been present in Poland and growing continuously since 2002. Now, with 2.6 GW of onshore wind turbines installed and another 1.7 GW of projects won by Vestas' clients in auctions in 2018-2019, we are certainly strengthening our position of the leader in Poland. To the above capacity we can also add more from the auction held in 2020.

We are happy to support our clients in preparing for auctions and provide the most efficient technology, including for projects under the restrictive distance law. However, it is worth remembering that currently available turbines are much more powerful and 30% more efficient per megawatt, which means that fewer turbines generate more energy. Projects that could be developed using the most modern turbines available would be even more financially attractive to investors and would further enhance the competitiveness of wind technology.

However, it should be emphasized that the Polish onshore and offshore sector is currently one of the most dynamically developing wind power markets in the world. The 2018 auction re-energized the Polish onshore wind market, and significant auction volumes in subsequent years have made Poland a key wind market for Vestas and one of the largest in Europe. This is due to, among other things, the fact that the importance of the industry for the transformation needs of the Polish economy is increasingly well understood.

It is important to remember that the wind sector offers has a strong multiplier effect on the local supply chain side and the creation of quality jobs. In this area, the rationality and predictability of law is an extremely important condition for development. A softening of the 10H rule is generally in the interest of all stakeholders, so I believe it will happen soon. Based on the experience of other countries, we believe that optimal distance regulations are formed as a derivative of noise standards. This solution is much more effective because parameters such as turbine model, tower height, terrain and forestation have a major impact on how sounds propagate in both the human audible and infrasound bands.

In order to fully exploit the potential of wind power in Poland, there is a need for a stable and predictable legal environment and development-supporting technical regulations, also in such areas as transport and aircraft warning lights. Any regulatory changes in such areas should take into account the timing of both the investment and production process.

4 Finansowanie projektów

Struktura finansowania bilansu

Finansowanie zdecydowanej większości projektów odbywa się z udziałem zewnętrznych instytucji finansowych, którymi najczęściej są banki; część spółek wykorzystuje także finansowanie wewnątrzgrupowe w ramach podmiotów powiązanych. Dla dostawcy finansowania dłużnego lądowa energetyka wiatrowa jest bardzo atrakcyjnym rynkiem, dlatego finansowaniem projektów wiatrowych w coraz większym stopniu zainteresowane są także fundusze inwestujące w dług. Szczególnymi względami cieszą się projekty, które wygrały aukcję z zabezpieczoną ceną sprzedaży znacznej części wolumenu produkcji energii. Wygrana aukcja w zasadzie gwarantuje uzyskanie finansowania bankowego przy spełnieniu pozostałych wymagań w zakresie m.in. wkładu własnego inwestora. Projekty bez wygranej aukcji nie stoją jednak na straconej pozycji, ponieważ instytucje finansowe coraz przychylniej postrzegają projekty z długoterminowym kontraktem cPPA. W tym przypadku duże znaczenie ma wiarygodność finansowa odbiorcy energii.

W ramach procesu przyznawania finansowania podmioty finansujące weryfikują niezależnie wiarygodność przyjętych przez inwestorów założeń dotyczących cen energii i szacowanych kosztów. Wartość wolumenu produkowanej energii najczęściej przyjmowana jest na poziomie prawdopodobieństwa P90, a więc dość ostrożnie⁵². Ścieżki cenowe porównywane są z projekcjami sporządzanymi przez ekspertów zajmujących się analizą rynków energii. Wysokość kosztów oraz nakładów inwestycyjnych porównywana jest do warunków rynkowych panujących w sektorze.

Finansujący są skłonni finansować około 70 proc. wartości inwestycji, w zależności od ryzyka projektu. Koszt finansowania opiera się na stawce WIBOR oraz marży, która obecnie mieści się w przedziale od 2,5 do 3,0 proc. W okresie przed oddaniem do użytkowania elektrowni wiatrowej marża kredytowa jest podwyższona, zazwyczaj o kilkadziesiąt punktów bazowych. Część instytucji finansowych oferuje także zabezpieczenie poziomu zmiennej stawki WIBOR na określonym poziomie poprzez zawarcie kontraktu IRS (interest rate swap) – takie umowy zawierane są w odniesieniu do części lub całości kwoty udzielonego finansowania. Dodatkowym kosztem jest także prowizja za udzielenie finansowania. W trakcie fazy eksploatacji podmioty finansujące monitorują sytuację finansową kredytobiorców. Umowy kredytowe zawierają zapisy o minimalnych poziomach wskaźników, przede wszystkim wskaźnika pokrycia obsługi długu (DSCR) oraz udziału kapitału własnego w sumie bilansowej.

Wyniki ankiety przeprowadzonej wśród członków Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej (PSEW) pokazują, że

⁵² Poziom P90 oznacza, że biorąc pod uwagę wyniki przeprowadzonych analiz, istnieje 90-proc. prawdopodobieństwo osiągnięcia danej wielkości produkcji energii elektrycznej. Poziom P50 oznaczałby wartość produkcji osiąganą z 50-proc. prawdopodobieństwem, czyli średnią produktywność.

Project financing

Balance sheet financing structure

The vast majority of projects are financed with the participation of external financial institutions, most often banks; some companies also use intra-group financing within related entities. For debt financial providers, onshore wind energy is a very attractive market, therefore funds investing in debt are also increasingly interested in financing wind projects. Projects that won the auction with a secured selling price for a significant part of the energy production volume are particularly appreciated. In principle, the winning auction guarantees that financing will be granted by the bank, while meeting other requirements in the scope, among others, investor's own contribution. However, projects that did not win the auction are not in a lost position, as financial institutions look more favourably at projects with a long-term CPPA contract. In this case, the financial credibility of the entity which purchases energy is quite important.

As part of the process of granting financing, financial providers independently verify the reasonableness of assumptions made by investors regarding energy prices and estimated costs. The volume of produced energy is most often assumed at the P90 probability level, which is quite cautious⁵². The price paths are compared with the projections prepared by experts in energy market analysis. The amount of costs and investment outlays is compared to the market conditions prevailing in the sector.

Financial providers are willing to finance about 70% of the investment value depending on project risk. The financing cost is based on the WIBOR rate and the margin, which currently ranges from 2.5% to 3.0%. In the period before the wind farm is commissioned for use, the credit margin is increased, usually by several dozen basis points. Some financial institutions also offer hedging of the variable WIBOR rate at a specific level by concluding an IRS (interest rate swap) contract – such contracts are concluded for part or all of the amount of financing granted. An additional cost is also a commission for granting financing. During the exploitation phase, financial providers monitor the financial condition of the borrowers. Credit agreements contain provisions on the minimum levels of ratios, primarily the debt service coverage ratio (DSCR) and the share of equity in the balance sheet total.

The results of the survey conducted among members of the Polish Wind Energy Association show that the most

⁵² The P90 level means that, taking into account the results of the conducted analyses, there is a 90% probability of achieving a given amount of electricity production. The P50 level would be the production value achieved with a 50% probability, that is, the average productivity.

najczęstszą docelową strukturą kapitału jest udział długu zewnętrznego w przedziale od 60 do 80 proc. wartości projektu. Zwykle źródłem finansowania są kredyty udzielane przez banki komercyjne, lecz część podmiotów poszukuje także finansowania u innych inwestorów strategicznych lub funduszy private equity.

5 Projektowanie strumienia przychodów

Głównym źródłem przychodów jednostki wytwarzającej energię elektryczną w elektrowniach wiatrowych są przychody z jej sprzedaży. Dla instalacji oddanych do użytkowania przed końcem czerwca 2016 r. dodatkowym źródłem

common target capital structure is the share of external debt in the range from 60% to 80% of the project value. Usually, the source of financing is loans granted by commercial banks, but some entities also seek financing from other strategic investors or private equity funds

Projecting the revenue stream

The main source of revenues for a unit generating electricity in wind farms are revenues from its sale. For installations put into operation before the end of June 2016, green certificates are an additional source of revenue – for each 1 MWh

TFI PZU zamierza uczestniczyć w finansowaniu sektora OZE, zwłaszcza projektów wiatrowych i fotowoltaicznych. W pierwszej kolejności koncentrujemy się na instrumentach dłużnych, czyli długoterminowym finansowaniu w formule project finance. Poza jakością samego aktywa dużą uwagę przywiązujemy do doświadczenia oraz zaplecza finansowego sponsora realizującego dane przedsięwzięcie. Koncentrujemy się na większych projektach, co daje nam możliwość efektywnego zarządzania portfelem. Współpracujemy przy tym z bankami komercyjnymi.

Obserwujemy zróżnicowanie projektów w zakresie strategii zabezpieczenia ceny produkowanej energii elektrycznej. Oczywiście największy odsetek transakcji finansowanych długiem oparty jest na wsparciu w ramach systemu aukcyjnego. Jednak niektóre projekty zabezpieczają jedynie część swojej oczekiwanej produkcji w ramach kontraktu CfD, eksponując pozostałą część na ryzyko rynkowe. Inne instalacje preferują pełne zabezpieczenie tego ryzyka, zgłaszając w aukcji całość oczekiwanego wolumenu. Widzimy również pewną aktywność w zakresie kontraktów PPA, które mogą być ciekawym narzędziem pozwalającym na zabezpieczenie ryzyka cenowego. Wydaje nam się, że ten rynek powinien się rozwijać w przyszłości. Wierzymy jednak, że cenowe ryzyko rynkowe w pewnym zakresie powinno być akceptowane przez instytucje finansowe, pozostawiając wyższy potencjał zwrotu dla inwestora.

Analizowane przez nas transakcje przewidują dość znaczące lewarowanie długiem zewnętrznym, którego wysokość zależy bezpośrednio od nakładów inwestycyjnych, przepływów pieniężnych oczekiwanych w długim terminie, a także poziomu przewidywalności tych przepływów. Efektywne projekty są w stanie uzyskać dźwignię finansową w okolicach 70 proc., najlepsze nawet nieco przekraczając ten poziom. Obserwujemy przy tym pewną kompresję marży kredytowej, która najczęściej jest nieco wyższa w okresie konstrukcyjnym. Standardowo instytucje finansowe oczekują też zabezpieczenia ryzyka walutowego, a także ryzyka stopy procentowej.

Generalnie, odnosząc się do rynku, w ostatnim czasie jesteśmy świadkami szybkiego rozwoju OZE w Polsce. Kierunek ten oceniamy pozytywnie. Jest on wspierany korzystnymi regulacjami (choć tutaj inwestorzy wciąż oczekują m.in. liberalizacji reguły 10H), a także taniejącą technologią (szczególnie w przypadku „dużego” PV). Tak intensywny przyrost mocy, naszym zdaniem, przyniesie jednak pewne wyzwania dla systemu. Jako przykład należy wskazać rozwój sieci, od tempa którego będzie w praktyce zależała możliwość przyłączenia kolejnych instalacji.



Krystian Solawa

Dyrektor / Director, Private Debt
TFI PZU

TFI PZU intends to participate in financing of the renewable energy sector, especially wind and photovoltaic projects. In the first place, we focus on debt instruments, i.e. long-term financing under the project finance formula. In addition to the quality of the asset itself, we pay great attention to the experience and financial background of the sponsor executing the project. We focus on larger projects, which gives us the ability to manage our portfolio efficiently. We cooperate with commercial banks.

We can see a diversity of projects in terms of strategies to hedge the price of electricity produced. Obviously, the largest share of debt-financed transactions is

based on support under the auction system. However, some projects secure only a portion of their expected production under a CfD contract, exposing the remainder to market risk. Other operators prefer to fully hedge this risk by submitting all of their expected volume in the auction. We are also observing some activity in PPAs, which can be an interesting tool to hedge price risk. We think that this market should grow in the future. However, we believe that market price risk should, to some extent, be accepted by financial institutions leaving a higher yield potential for the investor.

The transactions we analyze involve a significant amount of external debt leverage, the amount of which depends directly on the capital expenditures, cash flows expected in the long term as well as the predictability level of these flows. Efficient projects are able to achieve leverage around 70%, the best even slightly above that level. At the same time, we recorded some compression of the credit spread, which is usually slightly higher during the construction period. As a standard, financial institutions also expect hedging of currency risk and interest rate risk.

Referring to the market in general, we have recently seen a rapid development of RES in Poland. And this is something we view positively. It is supported by favorable regulations (although investors in Poland are still awaiting, among other things, liberalization of the 10H rule) and cheap technology (especially in the case of large-scale PV). However, we believe that such intense power growth will bring some challenges to the system. One example is network development, the pace of which will in practice determine the ability to connect new installations.

przychodów są zielone certyfikaty – za każdą wyprodukowaną 1 MWh w OZE wytwórca otrzymuje jeden zielony certyfikat, który może być przedmiotem sprzedaży na rynku lub w ramach kontraktu bilateralnego zawieranego z podmiotem zainteresowanym jego zakupem (z reguły sprzedawcą energii elektrycznej do odbiorcy końcowego).

Z uwagi na pewne wady tego systemu oraz oceniane jako nadmierne wsparcie dla instalacji OZE, w połowie ubiegłej dekady zdecydowano się na jego wygaszenie i zastąpienie systemem aukcyjnym, który w dużym stopniu redukuje niepewność związaną z ryzykiem zmiany cen energii i w konsekwencji przychodów ze sprzedaży. Uczestnik aukcji deklaruje sprzedaż określonego wolumenu przez okres 15 lat po ustalonej cenie. W aukcji wygrywają podmioty oferujące najniższą cenę za dostarczoną energię, aż do wyczerpania puli wolumenu zamawianego przez URE. Taki mechanizm powoduje, że mniej efektywni producenci są wypierani przez bardziej efektywnych, przez co słabsze, mniej ekonomiczne projekty nie mogą liczyć na zabezpieczenie ryzyka cenowego przez aukcję. Ograniczenie ryzyka cenowego polega na tym, że cena sprzedaży ustalona na aukcji co roku jest indeksowana o ogłaszany przez GUS wskaźnik inflacji za rok poprzedni. Takie wsparcie przysługuje na okres 15 lat od momentu rozpoczęcia produkcji energii z OZE, a dokładne rozliczenie kontraktu przeprowadzane jest w koncepcji tzw. kontraktu różnicowego, którego szczegóły zostały w punkcie 5.2.

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

Alternatywą dla aukcji jest zawarcie umów bilateralnych (PPA, cPPA) na pewien okres po ustalonej cenie (lub mechanizmie ustalającym ceny), dzięki którym niepewność cenowa zostanie wyeliminowana na okres umowy. Obecnie stosowane są PPA na krótsze okresy, jednak coraz częściej pojawiają się umowy zawierane nawet na kilkanaście lat. Z jednej strony stanowi to pewne zabezpieczenie przed spadkiem cen, z drugiej strony podmiot taki pozbawia się możliwości osiągnięcia większych przychodów w przypadku ich wzrostu. Rezultatem jest zmniejszenie ryzyka projektu. Odmienne niż przy aukcji, pojawia się wyższy poziom ryzyka związany z tym, że gwarantem jest odbiorca rynkowy, a nie państwo.

Instalacje produkujące energię elektryczną w ilości przekraczającej kontrakty długoterminowe (aukcyjne lub prywatne)

produced in RES, the producer is granted one green certificate, which can be sold on the market or under a bilateral contract concluded with an entity interested in its purchase (usually an electricity supplier to an end user).

Due to some drawbacks of this system and assessed as excessive support for RES installations, in the middle of the last decade it was decided on its extinction and replaced by the auction system, which to a large extent reduces the uncertainty associated with the risk of changes in energy prices and, consequently, sales revenue. The auction participant declares the sale of a given volume for a period of 15 years at the agreed price. The auction is won by the entities offering the lowest price for the supplied energy, until the volume of the volume ordered by the URE is exhausted. Such a mechanism causes that less effective producers are eliminated by more effective ones, so that weaker, uneconomical projects cannot count on hedging the price risk by auction. The reduction of the price risk consists in the fact that the sale price set at the auction is indexed each year by the inflation index for the previous year announced by the Central Statistical Office. Such support is granted for a period of 15 years from the start of energy production from RES, and the exact settlement of the contract is carried out in the concept of the so-called contract for difference, details of which are described in point 5.2.

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

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

Installations producing electricity in excess of that specified in long-term contracts (auction or private) sell the surplus

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

at spot market prices or under other types of contracts. It should be added that for installations with a capacity of at least 0.5 MW, the effective selling price will be reduced by the commercial balancing costs (for installations smaller than 0.5 MW, this cost is borne by the ex-officio seller).

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



Chart 6. Effective electricity sales price on the wind farms market (WF)

Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA

Source: Baker Tilly TPA analysis

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

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

5.1. System Zielonych Certyfikatów

Głównym filarem systemu wsparcia produkcji energii elektrycznej z istniejących źródeł odnawialnych jest funkcjonujący od 2005 r. system tzw. zielonych certyfikatów, który jest obecnie w fazie wygaszania (ostatnimi instalacjami, którym przysługują zielone certyfikaty, są te oddane do użytkowania do połowy 2016 r.). Nakłada on na przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną obowiązek utrzymywania ustalonego udziału energii pochodzącej z OZE w całkowitej ilości

5.1. Green Certificates

The main pillar of the support system for electricity production from existing renewable sources is the so-called green certificates, which is currently in the phasing-out phase (the last installations entitled to green certificates are those commissioned by mid-2016). It imposes an obligation on electricity trading companies to maintain the agreed share of energy from RES in the total amount of energy sold to end users. This obligation can be met by presenting

energii sprzedawanej odbiorcom końcowym. Obowiązek ten można spełnić poprzez przedstawienie do umorzenia odpowiedniej liczby świadectw pochodzenia energii z OZE, przyznawanych producentom tej energii, lub uiszczenie tzw. opłaty zastępczej. Ponadto przewidziano dodatkowe formy wsparcia finansowego producentów energii z OZE w postaci zwolnienia od podatku akcyzowego czy niektórych opłat.

Rynkowa wartość zielonych certyfikatów jest kształtowana na Towarowej Giełdzie Energii, a pułapem ich wartości jest opłata zastępcza, ponieważ jej wniesienie uwalnia dany podmiot od obowiązku nabycia i umorzenia świadectw. Przez długi czas opłata zastępcza była ustalona na poziomie 300,03 PLN/MWh, jednak stopniowo traciła na znaczeniu z uwagi na spadek kursów instrumentu PMOZE_A (oznaczenie zielonych certyfikatów na TGE). W czerwcu 2017 r. średnioważony kurs w zawieranych transakcjach sesyjnych na TGE spadł poniżej 25 PLN/MWh (z ekonomicznego punktu widzenia dolną barierą cen zielonych certyfikatów jest poziom 5 PLN/MWh, gdyż poprzez umorzenie zielonego certyfikatu można uzyskać zwolnienie z akcyzy w kwocie 5 PLN/MWh). Z powodu niskiej rynkowej ceny zielonych certyfikatów wiele podpisanych wcześniej umów bilateralnych (których przedmiotem była sprzedaż zielonych certyfikatów po ustalonej, wyższej niż rynkowa cenie) zostało wypowiedzianych przez sprzedawców energii (odbiorców zielonych certyfikatów). We wrześniu 2017 r. weszła w życie znowelizowana ustawa o OZE ustalająca opłatę zastępczą w danym roku kalendarzowym na poziomie 125 proc. rocznej średnioważonej ceny zielonych certyfikatów, jednak nie więcej niż 300,03 PLN/MWh. W przypadku, gdy którakolwiek ze średnioważonych cen praw majątkowych będzie niższa od wartości jednostkowej opłaty zastępczej, obowiązek wykonuje się poprzez przedstawienie do umorzenia zielonego certyfikatu.

W ciągu ostatnich 5 lat miesięczne średnie ceny zielonych certyfikatów ważone wolumenem zrealizowanych transakcji zawieranych na TGE mieściły się w przedziale od 24,38 PLN/MWh do 156,28 PLN/MWh. W ujęciu rocznym najniższe ceny odnotowano w 2017 r. (38,83 PLN/MWh), natomiast od tamtego momentu nastąpił istotny wzrost cen certyfikatów. Przyczyniła się do tego interpretacja ministra energii o braku możliwości wnoszenia opłaty zastępczej do momentu, gdy iloczyn wskaźnika 125-proc. oraz średnioważonej ceny zielonych certyfikatów nie wyniesie maksymalnej wartości opłaty zastępczej (300,03 PLN/MWh). W całym 2020 r. średnia (ważona wolumenem) cena zielonego certyfikatu wyniosła 138,22 PLN/MWh. W 2020 r. nastąpił jednak dość istotny spadek wolumenu transakcji zawartych na TGE. Wyniósł on 9662 GWh i był niższy o 13,9 proc. od tego z roku poprzedniego. Poniższy wykres przedstawia ceny zielonych certyfikatów (PMOZE_A) w transakcjach sesyjnych w okresie od stycznia 2016 r. do grudnia 2020 r. w ujęciu miesięcznym.

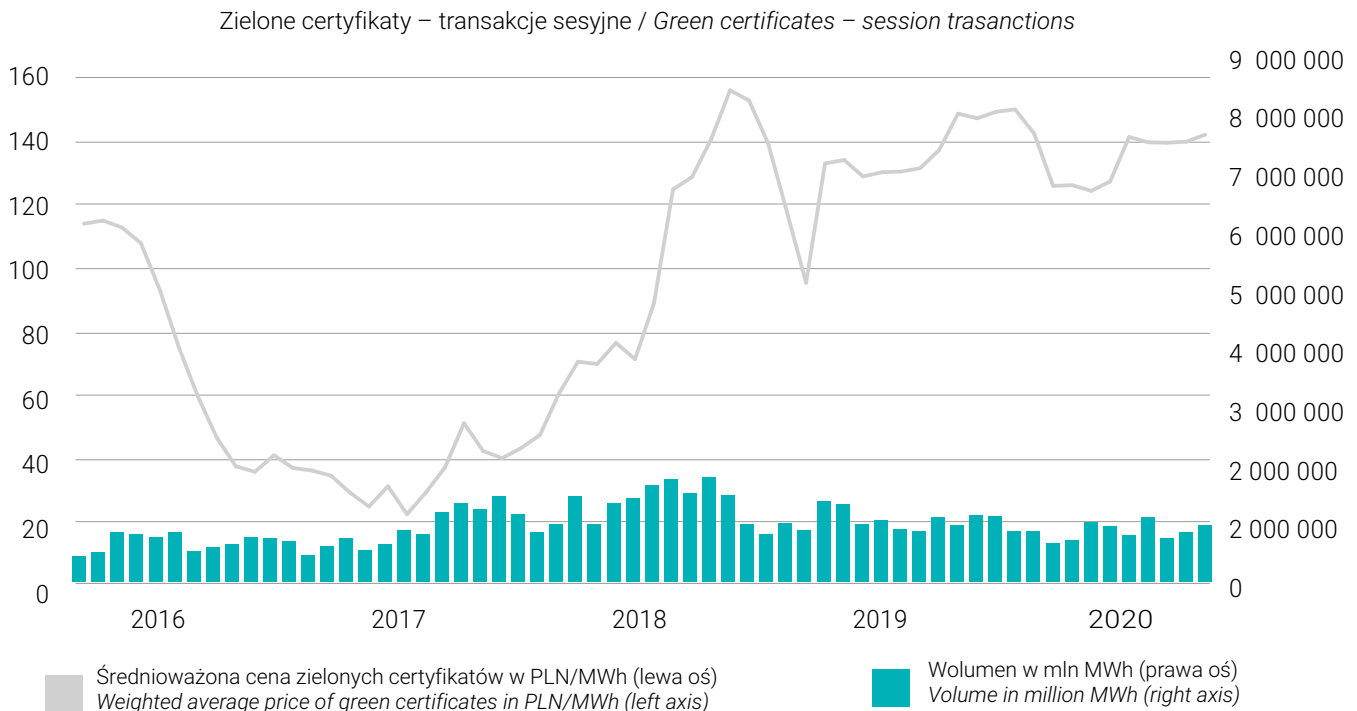
for redemption an appropriate number of certificates of origin for energy from RES, granted to producers of this energy, or by paying the so-called the substitute fee. What is more, additional forms of financial support for RES energy producers are provided, in the form of exemption from excise duty or certain charges.

The market value of green certificates is determined on the Polish Power Exchange (PPE), and the cap on their value is the substitution fee, because its payment releases the entity from the obligation to purchase and redeem the certificates. For a long time, the substitution fee was set at PLN 300.03/MWh, but its level has been gradually losing its importance due to a decline in the PMOZE_A instrument prices (symbol of green certificates on PPE). In June of 2017, a weighted average price on transactions concluded on PPE fell below 25 PLN/MWh (from an economic point of view, the bottom barrier price of green certificates is the level of 5 PLN/MWh, because through the redemption of the green certificate can obtain exemption from excise duty in the amount of 5 PLN/MWh). Due to the low market price of green certificates, many previously signed bilateral agreements (which objective was the sale of green certificates at a fixed, higher than the market price) was terminated by sellers of energy (green certificates recipients). In September 2017 the amended RES act entered into force, setting the substitution fee in a given calendar year at 125% of the annual weighted average price of green certificates, but not more than PLN 300.03/MWh. If any of the weighted average prices of property rights is lower than the unit value of the substitution fee, the obligation is performed by presenting a green certificate for redemption.

Over the past 5 years, the monthly average prices of green certificates (volume-weighted) of transactions concluded on the PPE ranged from 24.38 PLN/MWh to 156.28 PLN/MWh. In annual terms, the lowest prices were recorded in 2017 (38.83 PLN/MWh), since then there has been a significant increase in the prices of certificates. This was caused by the interpretation of the Minister of Energy that it is not possible to pay the substitution fee until the product of the 125% ratio and the weighted average price of green certificates does not reach the maximum value of the substitution fee (300.03 PLN/MWh). In the whole 2020 average (volume-weighted) of the green certificate price was PLN 138.22/MWh. In 2020, however, there was a significant decrease in the volume of transactions concluded on the PPE. It amounted to 9,662 GWh and was lower by 13.9% than in the previous year. The chart below presents the prices of green certificates (PMOZE_A) in session transactions in the period from January 2016 to December 2020 on a monthly basis.

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

Chart 7. Quotations of prices of green certificates in session transactions on the Polish Power Exchange

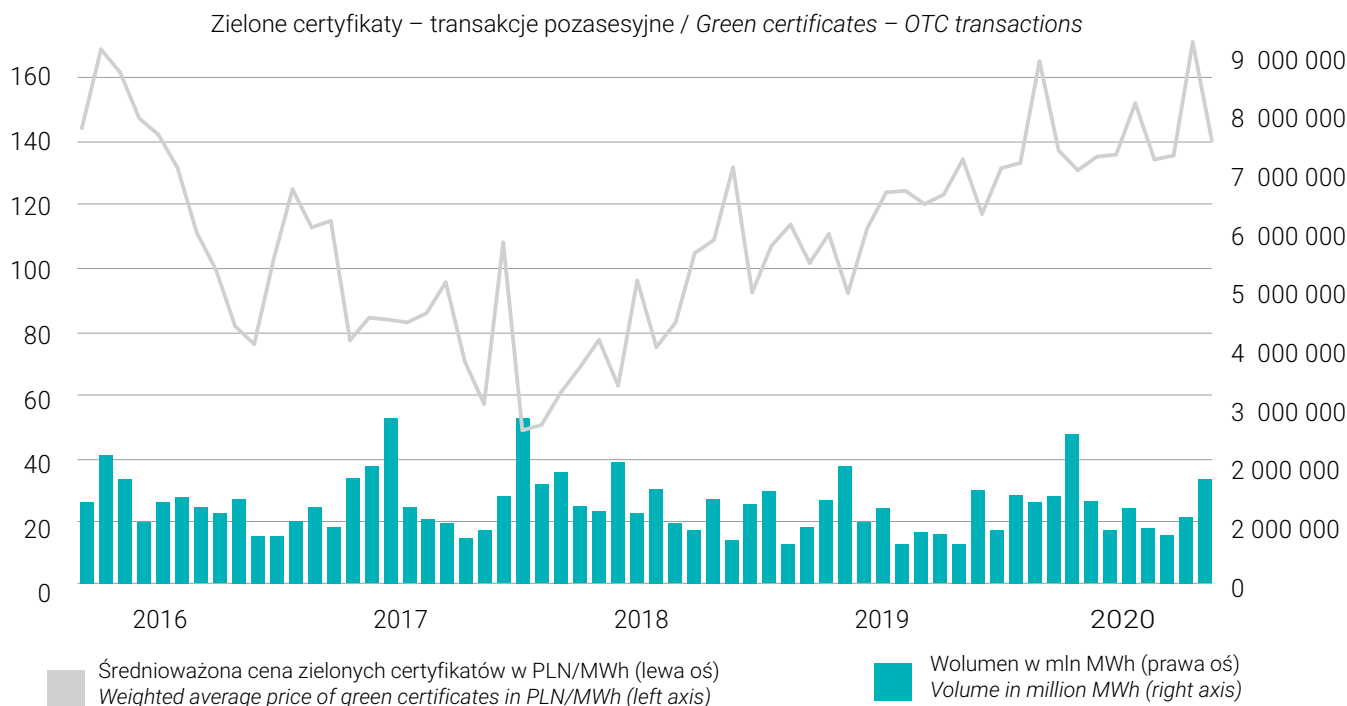


Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych TGE

Source: Baker Tilly TPA analysis based on PPE data

Ceny w transakcjach pozasesyjnych były mniej zmienne niż w wypadku transakcji zawieranych na rynku. W okresie ostatnich 5 lat miesięczne średnioważone wolumenem ceny mieściły się w przedziale od 49,36 PLN/MWh do 171,26 PLN/MWh. W ujęciu rocznym najniższe ceny odnotowano w 2018 r. (79,99 PLN/MWh). W całym 2020 r. średnia (ważona wolumenem) cena zielonego certyfikatu w transakcjach pozasesyjnych wzrosła o 18,4 proc. r./r. i wyniosła 141,40 PLN/MWh. Wygląda na to, że ceny na obu rynkach są obecnie podobne. Poniższy wykres przedstawia ceny zielonych certyfikatów (PMOZE_A) w transakcjach pozasesyjnych w okresie od stycznia 2016 r. do grudnia 2020 r. w ujęciu miesięcznym.

The prices in OTC transactions were less volatile than in the case of transactions concluded on the market. In the last 5 years the volume weighted average monthly prices ranged from 49.36 PLN/MWh to 171.26 PLN/MWh. In annual terms, the lowest prices were recorded in 2018 (PLN 79.99/MWh). In the whole 2020 average (volume-weighted) of the green certificate price in off-session transactions increased by 18.4% y/y and amounted to 141.40 PLN/MWh. It looks that the prices in both markets are now similar. The chart below shows the prices of green certificates (PMOZE_A) in off-session transactions in the period from January 2016 to December 2020 on a monthly basis.

Wykres 8. Notowania cen zielonych certyfikatów w transakcjach pozasesyjnych na TGE**Chart 8. Quotations of prices of green certificates in off-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 stanowią większość transakcji zawieranych na rynku zielonych certyfikatów. W okresie 2016–2020 udział wolumenu takich transakcji w wolumenie transakcji ogółem wyniósł 61 proc. Poniższa tabela przedstawia średnioważone wolumenem ceny oraz wolumeny transakcji zawartych na TGE oraz w transakcjach pozasesyjnych w okresie 2016–2020.

OTC deals constitute the majority of transactions concluded on the green certificate market. In the period 2016–2020 the share of the volume of such transactions in the total transaction volume was 61%. The table below presents the volume-weighted average prices and volumes of transactions concluded on the PPE and in OTC deals in the period 2016–2020.

Tabela 4. Rynek zielonych certyfikatów w okresie 2016–2020**Table 4. The market for green certificates in the period 2016-2020**

Rynek zielonych certyfikatów Green certificate market	2016	2017	2018	2019	2020
Transakcje TGE / PPE transactions					
Średnioważona cena (PLN/MWh) Weighted average price (PLN/MWh)	73,63	38,83	103,82	132,19	138,22
zmiana r./r. / yoy change		-47,3%	167,4%	27,3%	4,6%
Wolumen (MWh) / Volume (MWh)	7 383 417	10 031 342	14 635 449	11 225 629	9 662 019
zmiana r./r. / yoy change		35,9%	45,9%	-23,3%	-13,9%
Transakcje pozasesyjne / OTC transactions					
Średnioważona cena (PLN/MWh) Weighted average price (PLN/MWh)	129,97	82,69	79,99	112,64	141,40
zmiana r./r. / yoy change		-36,4%	-3,3%	40,8%	25,5%
Wolumen (MWh) / Volume (MWh)	16 458 900	18 954 600	17 068 740	14 082 380	16 679 940
zmiana r./r. / yoy change		15,2%	-9,9%	-17,5%	18,4%

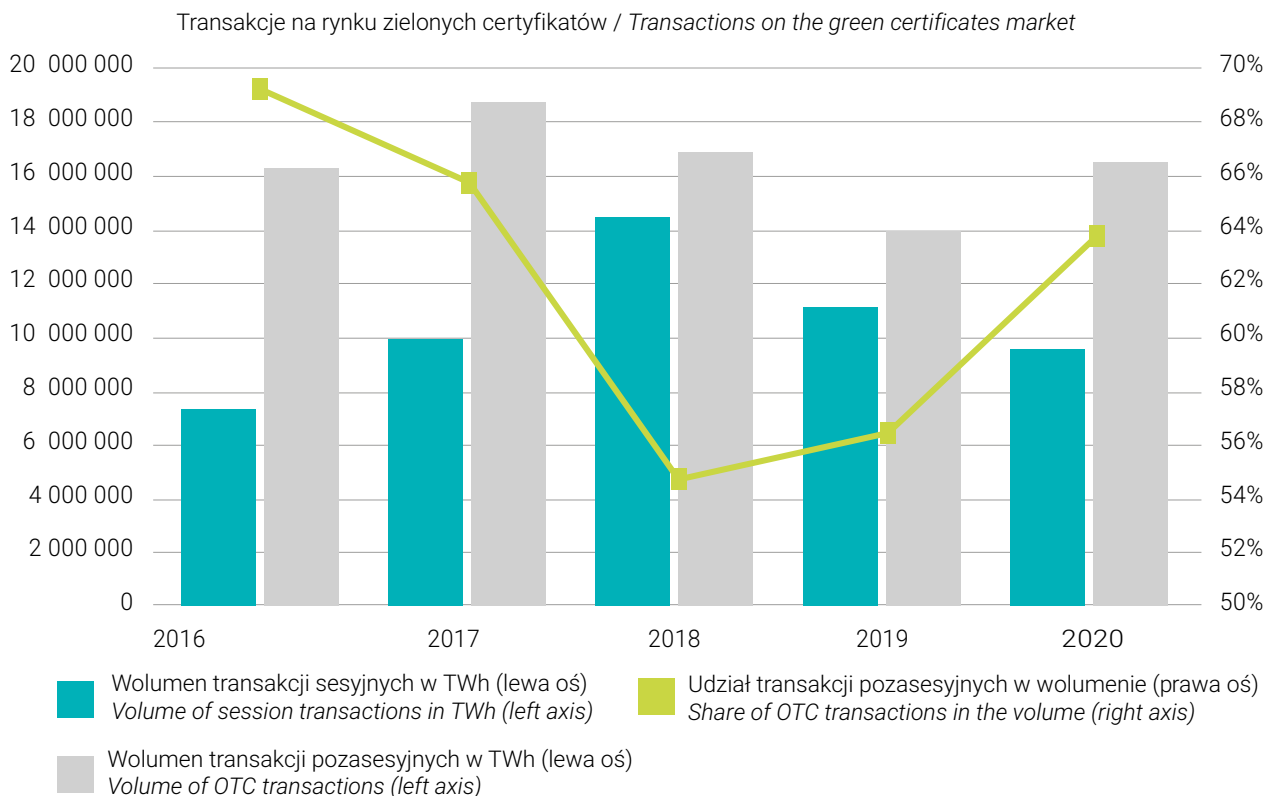
Rynek zielonych certyfikatów Green certificate market	2016	2017	2018	2019	2020
Rynek zielonych certyfikatów ogółem / Total green certificate market					
Średnioważona cena (PLN/MWh) Weighted average price (PLN/MWh)	112,52	67,51	90,99	121,31	140,23
zmiana r./r. / yoy change		-40,0%	34,8%	33,3%	15,6%
Wolumen (MWh) / Volume (MWh)	23 842 317	28 985 942	31 704 189	25 308 009	26 341 959
zmiana r./r. / yoy change		21,6%	9,4%	-20,2%	4,1%
Udział transakcji zawieranych na TGE Share of transactions concluded on PPE	31,0%	34,6%	46,2%	44,4%	36,7%
Udział transakcji zawieranych pozasesyjnie Share of OTC deals	69,0%	65,4%	53,8%	55,6%	63,3%

Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych TGE

Source: Baker Tilly TPA analysis based on PPE data

Wykres 9. Wolumen transakcji na rynku zielonych certyfikatów

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



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych TGE

Source: Baker Tilly TPA analysis based on PPE data

Na ceny certyfikatów w dużym stopniu ma wpływ ich podaż. To właśnie nadpodaż certyfikatów była przyczyną spadku cen w 2016 r. i pierwszej połowie 2017 r. W 2020 r. wystawiono świadectwa odpowiadające 21 780 GWh, a 23 793 GWh świadectw umorzono. W ostatnich latach liczba zarejestrowanych zielonych certyfikatów na koniec roku wynosiła poniżej 30 TWh, a na koniec 2020 r. – 30,2 TWh. Rzeczywista nadpodaż na koniec 2020 r. wynosi około 19–20 TWh, gdyż faktyczny bilans jest widoczny po

The prices of certificates are largely influenced by their supply. It was the oversupply of certificates that caused the price decline in 2016 and in the first half of 2017. In 2020, certificates corresponding to 21,780 GWh were issued and 23,793 GWh of certificates were redeemed. In recent years, the number of registered green certificates at the end of the year was below 30 TWh, and at the end of 2020 it was 30.2 TWh. The actual oversupply at the end of 2020 was around 19-20 TWh, as the actual balance is visible after the

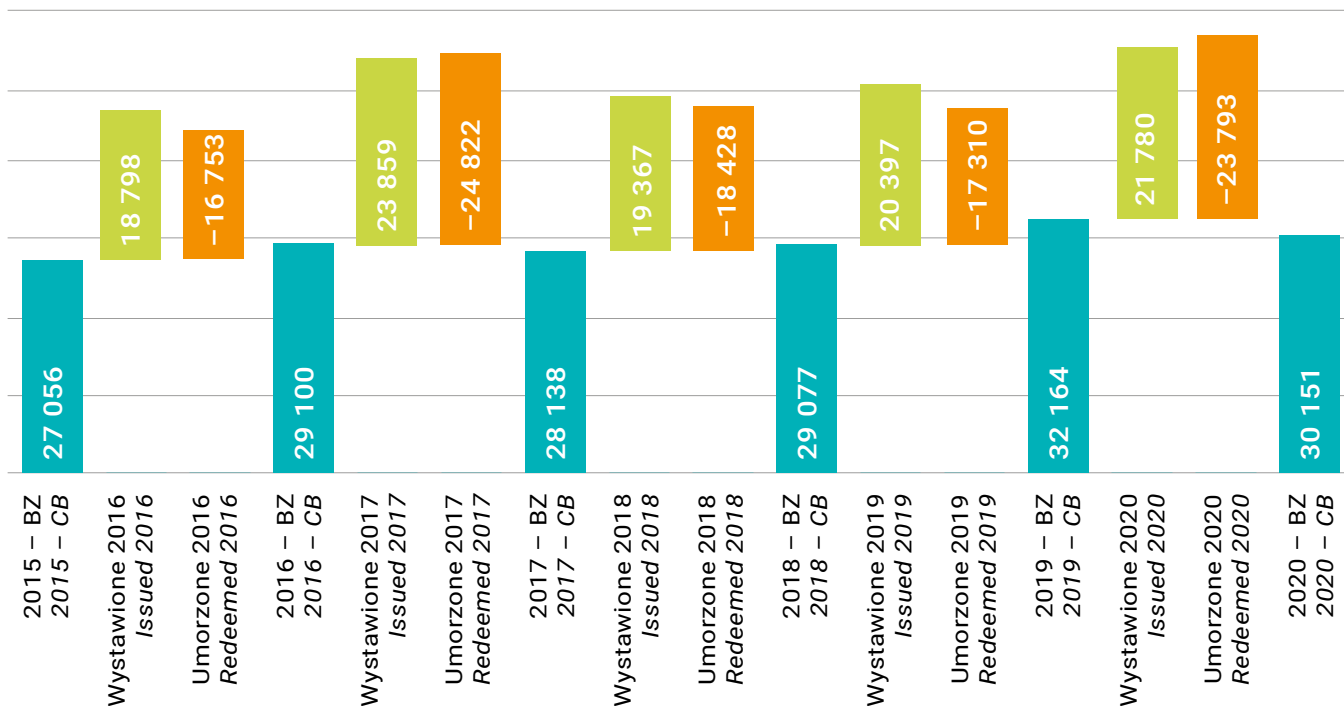
pełnym rozliczeniu danego roku, które następuje do końca pierwszego półrocza roku kolejnego.

full settlement of a given year, which takes place by the end of the first half of the following year.

Wykres 10. Bilans zielonych certyfikatów w Rejestrze Świadczeń Pochodzenia

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

Bilans praw majątkowych w rejestrze – zielone certyfikaty (GWh)
The balance of property rights in the register – green certificates (GWh)



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych TGE

Source: Baker Tilly TPA analysis based on PPE data

W braku zmian regulacji prawnych cena zielonych certyfikatów nie powinna przekroczyć maksymalnego poziomu opłaty zastępczej, tj. 300,03 PLN/MWh. Obowiązek umorzeniowy wynika z regulacji prawnych oraz wolumenu sprzedaży energii do odbiorców końcowych, co określa art. 52 ustawy o OZE. Minister klimatu w wydanym rozporządzeniu nie zmienił wysokości obowiązku na 2021 r., zatem dla zielonych certyfikatów pozostał on na dotychczasowym poziomie odpowiadającym 19,5 proc. wolumenu energii sprzedanej do klienta końcowego. Coroczna podaż zielonych certyfikatów jest ostatnio względnie stała (brak nowych projektów od połowy 2016 r., zmiany wynikające jedynie z warunków wietrznych), lecz w miarę upływu czasu z systemu wyłączane będą kolejne instalacje funkcjonujące dłużej niż 15 lat lub migrujące do systemu aukcyjnego. Nie należy jednak zapominać o istniejącym na koniec 2020 r. nawisie nadpodaży zielonych certyfikatów.

Opinie na temat przyszłości cen zielonych certyfikatów są podzielone. Dominuje pogląd, że ceny zielonych certyfikatów kształtować się będą na relatywnie stałym poziomie, jednak część rynku ostrożnie zakłada niższe ceny. Warto odnieść się tu do raportu rocznego GK Enea S.A. za 2019 r. opublikowanego w czerwcu 2020 r., w którym przedstawiono założenia

In the absence of changes in legal regulations, the price of green certificates should not exceed the maximum level of the substitution fee, i.e., PLN 300.03/MWh. The redemption obligation results from legal regulations and the volume of energy sales to end consumers, as defined in Art. 52 of the RES Act. In the issued regulation, the Minister of Climate did not change the amount of the obligation for 2021, so for green certificates it remained at the current level corresponding to 19.5% of the volume of energy sold to end customers. The annual supply of green certificates has recently been relatively constant (no new projects since mid-2016, changes only due to wind conditions), but over time, more installations operating for more than 15 years or migrating to the auction system will be excluded from the system. However, one should not forget about the oversupply of green certificates existing at the end of 2020.

Opinions on the future of green certificate prices are divided. The leading opinion is that the prices of green certificates will remain relatively constant, but part of the market prudently assumes lower prices. It is worth referring to the annual report of Enea S.A. Capital Group for 2019, published in June 2020, which presented assumptions for the impairment tests

do testów na utratę wartości aktywów. W odniesieniu do cen zielonych certyfikatów założono wzrost ze średniego poziomu 128 PLN/MWh o około 3 proc. do 2021 r., natomiast po 2021 r. ceny miałyby plasować się w trendzie spadkowym średnio o 2 proc. rocznie do 2029 r. Natomiast w ostatnich latach obowiązywania systemu wsparcia ceny miałyby gwałtownie spaść, przy czym projekcję sporządzono w cenach stałych z 2019 r. Prognozowanie cen zielonych certyfikatów jest obciążone dużym ryzykiem błędu, biorąc pod uwagę historyczną zmienność ich notowań oraz ich uzależnienie do czynników regulacyjnych.

5.2. System aukcyjny

W systemie aukcyjnym mogą brać udział instalacje, które rozpoczęły lub rozpoczną wytwarzanie energii elektrycznej po 1 lipca 2016 r. Mogą w nich uczestniczyć również projekty, które rozpoczęły produkcję energii przed 1 lipca 2016 r., z zastrzeżeniem, że łączny okres wsparcia nie może przekroczyć 15 lat, wliczając w to okres otrzymywania zielonych certyfikatów. Po nowelizacji ustawy o OZE okres wsparcia obowiązuje od momentu pierwszego wytworzenia energii w danej instalacji (bez rozruchu technologicznego), jednak nie dłużej niż do 30 czerwca 2039 r. Zgodnie z tzw. regułą „wymuszenia konkurencji” aukcję wygrywają uczestnicy oferujący najniższą cenę sprzedaży energii elektrycznej, których oferty nie przekroczyły 100 proc. wartości lub ilości energii określonej w ogłoszeniu o aukcji oraz 80 proc. ilości energii objętej wszystkimi ofertami. Uzyskana w wyniku aukcji cena podlega corocznej waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem zmiany cen i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego.

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

Uczestnik aukcji wytwarzający energię w instalacji wykorzystującej energię wiatru na lądzie jest zobowiązany w ramach systemu aukcyjnego do sprzedaży po raz pierwszy energii

of assets. With regard to the prices of green certificates, an increase from the average level of PLN 128/MWh by approximately 3% by 2021 was assumed, while after 2021, prices would be in a downward trend by an average of 2% per year until 2029. However, in the last years of the support system in force, prices would drop sharply (the projection was made at constant prices from 2019). Forecasting the prices of green certificates is burdened with a high risk of error, taking into account the historical volatility of their quotations and their dependence on regulatory factors.

5.2. Auction system

Installations that started or will start generating electricity after July 1, 2016 may participate in the auction system. Projects that started producing electricity before July 1, 2016 may also participate in the auction system with a caveat that the total support period cannot exceed 15 years, including the period of obtaining green certificates. After the amendment to the RES Act, the support period is valid from the first generation of energy in a given installation (without technological start-up), but no longer than until June 30, 2039. According to the so-called the rule of “forcing competition”, the auction is won by the participants offering the lowest selling price of electricity, whose bids did not exceed 100% of the value or quantity of energy specified in the auction announcement and 80% of the amount of energy covered by all bids. The price obtained as a result of the auction is subject to annual indexation with the average annual CPI rate from the previous calendar year.

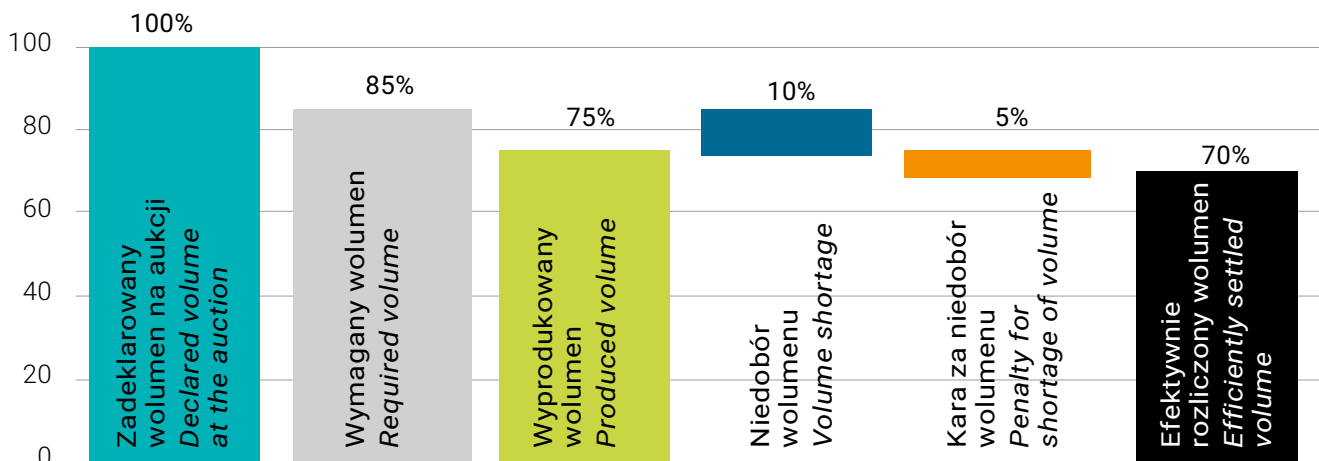
In fact, the energy will be sold at the market price, while the difference between the contracted auction price (subject to indexation) and the market price will be settled with the operator of Renewable Energy Settlements (“OREO”) on the basis of contracts for difference. The function of OREO is performed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

The auction participant generating energy in an installation using onshore wind energy is committed, under the auction system, to sell electricity for the first time within 33 months

elektrycznej w terminie 33 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji. Część zwycięskich projektów pierwszej aukcji zorganizowanej w 2018 r. została już oddana do użytkowania (na dzień daty publikacji raportu). Wytwórcy wygrywający aukcję są zobowiązani do sprzedaży 85 proc. zadeklarowanego w aukcji wolumenu sprzedaży energii, który będzie rozliczany po zakończeniu pełnych trzech lat kalendarzowych, w których przysługiwało wsparcie oraz po zakończeniu okresu wsparcia. Jeżeli wytworzony wolumen nie przekroczy 85 proc. wolumenu zadeklarowanego w aukcji, wytwórca otrzyma karę w wysokości iloczynu połowy niewyprodukowanego wolumenu energii oraz jej ceny zakupu. Poniższy wykres przedstawia hipotetyczną sytuację w przypadku wyprodukowania mniejszego wolumenu od zadeklarowanego (75 proc. zamiast 85 proc.).

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

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



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA

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

Source: Baker Tilly TPA analysis

Źródła wytwarzające energię elektryczną z wiatru na lądzie biorą udział w aukcji w jednym koszyku ze źródłami wykorzystującymi energię promieniowania słonecznego. Dotychczas rozstrzygnięto trzy aukcje dla projektów o łącznej zainstalowanej mocy większej niż 1 MW. W latach 2018–2020 ogłoszono aukcje na łącznie 205,3 TWh energii elektrycznej, z czego 46,3 TWh w 2020 r.⁵³ Zakontraktowano łącznie 161,8 TWh energii elektrycznej za kwotę 33,9 mld PLN, z czego 41,9 TWh za 9,4 mld PLN podczas ostatniej aukcji. Implikowana średnia cena sprzedaży energii na aukcjach w latach 2018–2020 wyniosła odpowiednio 196,17 PLN/MWh, 208,49 PLN/MWh oraz 224,24 PLN/MWh. Cena sprzedaży w wybranych na ostatniej aukcji ofertach mieściła się w przedziale 190,00–249,90 PLN/MWh. Zgodnie z informacją podaną przez URE, w wyniku przeprowadzonej w 2020 r. aukcji może powstać 900 MW mocy w elektrowniach wiatrowych, co przełożyłoby się na inwestycje o wartości około 6 mld PLN. Podsumowanie rozstrzygniętych dotąd aukcji zostało przedstawione w tabeli i na wykresie.

Sources producing power from onshore wind participate in the auction in one basket with sources that use solar energy. So far, three auctions have been finalized for projects with a total installed capacity greater than 1 MW. In 2018-2020 period, the URE announced auctions for a total of 205.3 TWh of electricity, of which 46.3 TWh in 2020⁵³. A total volume of 161.8 TWh of electricity for the amount of PLN 33.9 billion has been contracted, of which 41.9 TWh for PLN 9.4 billion during the last auction. The implied average price of energy sales at auctions in 2018-2020 amounted to PLN 196.17/MWh, PLN 208.49/MWh and PLN 224.24/MWh, respectively. Selling price in the offers selected at the last auction ranged from 190.00 to 249.90 PLN / MWh. According to the information provided by the URE, as a result of the auction carried out in 2020, 900 MW of wind farms capacity may be built, which would translate into investments worth approx. PLN 6 billion. A summary of the auctions finalized so far has been presented in the table and in the chart below.

⁵³ Podany wolumen dotyczy 15-letniego okresu.

⁵³ The volume provided is for a 15-year period.

Tabela 5. Wyniki aukcji OZE w latach 2018–2020

Table 5. RES auction results in 2018-2020

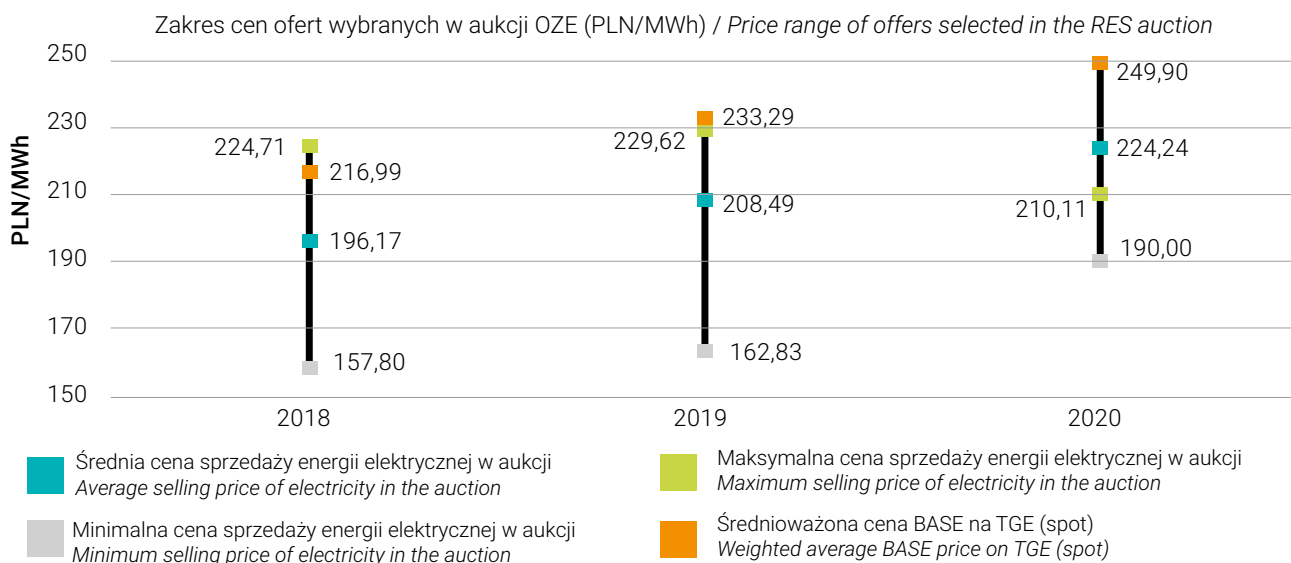
Aukcje OZE – energetyka wiatrowa i solarna RES auctions – wind and solar energy	2018	2019	2020
Parametry aukcji w ogłoszeniu URE / Auction parameters in the URE announcement			
Maksymalna ilość energii elektrycznej (TWh) / Maximum amount of electricity (TWh)	45,0	114,0	46,3
Maksymalna wartość energii elektrycznej (mln PLN) / Maximum value of electricity (PLN million)	15 750	32 577	14 016
Implikowana cena energii elektrycznej (PLN/MWh) Implied electricity price (PLN/MWh)	350,00	285,84	302,78
Wyniki aukcji / Auction results			
Liczba wszystkich ofert / Total number of offers	b.d. / n/a	164	126
Liczba ofert, które wygrały aukcję / The number of bids that won the auction	31	101	96
Łączna wartość sprzedanej energii elektrycznej (mln PLN) Total value of electricity sold (PLN million)	8238	16 228	9404
Łączna ilość sprzedanej energii elektrycznej (TWh) Total amount of electricity sold (TWh)	42,0	77,8	41,9
Moc zainstalowana zwycięskich projektów (MW) Installed capacity of winning projects (MW)	b.d. / n/a	2 200	900
Implikowana średnia cena sprzedaży energii elektrycznej (PLN/MWh) The implied average selling price of electricity (PLN/MWh)	196,17	208,49	224,24
Minimalna cena sprzedaży energii elektrycznej (PLN/MWh) Minimum selling price of electricity (PLN/MWh)	157,80	162,83	190,00
Maksymalna cena sprzedaży energii elektrycznej (PLN/MWh) Maximum selling price of electricity (PLN/MWh)	216,99	233,29	249,90
Wykorzystanie budżetu wolumenu (%) / Volume budget utilization (%)	93,3%	68,3%	90,6%
Wykorzystanie budżetu wartościowego (%) / Value budget utilization (%)	52,3%	49,8%	67,1%

Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych URE

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

Wykres 12. Zakres cen w ofertach wybranych w aukcji OZE w latach 2018–2020

Chart 12. Price range in the tender offers selected in the auction of RES in the years 2018-2020



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych URE

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

W latach 2018 i 2019 średnia cena sprzedaży w aukcji była niższa niż średnioważona cena BASE na TGE w danym roku (BASE to dostawa we wszystkie dni przez wszystkie godziny doby). W tych latach ceny maksymalne osiągnięte na aukcji były zbliżone do cen rynkowych. Sytuacja zmieniła się w 2020 r. nie tylko ze względu na wzrost cen oferowanych w ramach aukcji, ale także ze względu na spadek cen rynkowych energii elektrycznej, spowodowanych w głównej mierze pandemią COVID-19 (w chwili obecnej ceny energii elektrycznej wróciły na wysokie poziomy, co wynika w głównej mierze z rosnących kosztów uprawnień do emisji CO₂).

W kontekście mocy instalacji wybranych w ramach aukcji nie można dokonać jej łatwego oszacowania jedynie na podstawie samych liczb, ponieważ jeden koszyk obejmował dwie technologie charakteryzujące się różną produktywnością (tj. elektrownie fotowoltaiczne i elektrownie wiatrowe). Z przekazanej przez URE informacji podsumowującej wyniki ostatniej aukcji wynika, że w oparciu o zaakceptowane oferty może powstać 0,9 GW mocy nowych farm wiatrowych oraz 0,8 GW mocy instalacji fotowoltaicznych. Z zakontraktowanego wolumenu około 70 proc. dotyczyło energii z wiatru na lądzie, tj. około 29 TWh. Wartość energii zakontraktowanej dla mocy wiatrowych wyniosła 6722 mln PLN, co przy założeniu zakontraktowanego wolumenu na poziomie 29 TWh oznaczałoby średnią cenę sprzedaży energii z wiatru na poziomie 229,42 PLN/MWh. W złożonych ofertach zadeklarowano produkcję energii z wiatru na poziomie około 37 TWh, co oznacza, że zaakceptowanych zostało około 80 proc. ofert (URE w komunikacie podał, że w tej aukcji zadziałała tzw. reguła „wymuszenia konkurencji”).

Średnia cena sprzedaży energii wytworzonej z wiatru na poziomie blisko 230 PLN/MWh w zestawieniu ze średnią ceną osiągniętą na aukcji w wysokości około 224 PLN/MWh implikuje niższą cenę dla instalacji fotowoltaicznych. Głównym determinantem cenowym w przypadku projektów wiatrowych jest brak możliwości rozwijania nowych, bardziej efektywnych cenowo projektów z uwagi na wskazane wcześniej ograniczenia prawne (zasada 10H).

Podsumowując, wdrożenie systemu aukcyjnego należy ocenić pozytywnie w stosunku do rozwiązania bazującego na zielonych certyfikatach. Przede wszystkim eliminuje on niepewność inwestorów w zakresie wysokości wsparcia (cena sprzedaży jest znana lub może być z dużym prawdopodobieństwem oszacowana, biorąc pod uwagę projekcję inflacji, w przeciwieństwie do ceny sprzedaży zielonych certyfikatów i rynkowej ceny czarnej energii) oraz nie powoduje nadmiernego wsparcia systemu (wybierane są projekty najbardziej efektywne). Dążenie przez inwestorów do osiągnięcia jak największej efektywności projektu pozytywnie przekłada się także na wzrost konkurencyjności i innowacyjności producentów turbin, którzy między sobą rywalizują ich ceną oraz potencjalną produktywnością.

In 2018 and 2019, the average selling price in the auction was lower than the weighted average BASE price on TGE in a given year (BASE is a delivery on all days, all hours of the day). In those years, the maximum prices reached at the auction were close to the market prices. The situation changed in 2020 not only due to the increase in auction prices, but also due to the decline in electricity market prices, mainly caused by the COVID-19 pandemic (currently, electricity prices have returned to high levels, which stems mainly from the increasing costs of CO₂ emission allowances).

In the context of the capacity of the installations selected in the auction, it cannot be easily estimated on the basis of the numbers alone, as one basket comprised two technologies with different productivity (i.e., solar farms and wind farms). The information provided by the URE summarizing the results of the last auction shows that 0.9 GW of new wind farm capacity and 0.8 GW of photovoltaic installation capacity may be developed based on the approved offers. About 70% of the contracted volume related to onshore wind energy, i.e., approx. 29 TWh. The value of contracted energy for wind power amounted to PLN 6,722 million, which, assuming the contracted volume of 29 TWh, would mean the average selling price of wind energy at PLN 229.42/MWh. The submitted bids declared the production of wind energy at the level of approx. 37 TWh, which means that approx. 80% of the bids were accepted (the URE announced that the so-called “forcing competition” rule was in effect in this auction).

The average selling price of energy generated from wind at the level of nearly PLN 230/MWh in comparison with the average price achieved at the auction of around PLN 224/MWh implies a lower price for photovoltaic installations. The main price determinant in the case of wind projects is the inability to develop new, more cost-effective projects due to the previously indicated legal constraints (10H rule).

To sum up, the implementation of the system at the auction should be assessed positively in relation to the solution based on green certificates. First of all, it eliminates the uncertainty of investors in terms of the amount of support (sales price is known or may be likely estimated taking into account the projected inflation, as opposed to the selling price of green certificates and the market price of black energy) and does not cause excessive support system (the most efficient projects are selected). The investors' aim to achieve the maximum efficiency of the project has a positive impact on the growth of competitiveness and innovation of turbine manufacturers who are competing with each other in terms of prices and potential productivity.

WPD jest firmą, która aktywność na rynkach lokalnych planuje długoterminowo. Mając świadomość ryzyk regulacyjnych, chętnie je podejmuje o ile potencjał danego rynku jest obiecujący. Stąd też nasz istotny udział w rozwoju polskiego sektora energetyki wiatrowej na lądzie, a także i w przyszłości na morzu. Otwieramy w Polsce kolejne biura, w tym w ostatnim czasie w Warszawie właśnie z uwagi na inwestycje offshore. W tym roku planowane jest również uruchomienie kolejnego oddziału w Gdańsku skoncentrowanego na inwestycjach onshore. Z ożywieniem inwestycji onshore w wyniku ostatnich trzech aukcji wiążemy duże nadzieje. Wzięliśmy w nich aktywny udział, a z częścią projektów zakontraktowanych w ramach aukcji realizujemy dodatkowo pionierski kontrakt cPPA z Orange Polska. Dzięki temu 15 MW nowych mocy rozpocznie w tym roku realizację kontraktów aukcyjnych oraz jednocześnie dostawę dla prywatnego odbiorcy. Przy obowiązującej regule 10H eliminującej dostęp do najbardziej wydajnych technologii generacyjnych oraz niskich cenach aukcyjnych pozwala to w znaczący sposób zoptymalizować inwestycje. Liczymy jednak, że szybko dojdzie do złagodzenia restrykcji odległościowych, za czym przemawiają wszelkie racjonalne względy, zarówno światopoglądowe, jak i ekonomiczne.

Jeśli Polska chce wspierać Zielony Ład w Europie, zmiana normy odległościowej jest konieczna. Obserwując rynki światowe, jak również biorąc pod uwagę fakt, że Polska jest jednym z krajów europejskich o najwyższej cenie energii elektrycznej, wydaje się to również nieuchronne. Nowelizacja przepisów powinna odbyć się tym samym w trybie pilnym, gdyż rozwój nowych instalacji OZE w Polsce wymagać będzie nakładów nie tylko finansowych, ale i czasowych. Mijmy nadzieję, że przy okazji aktualnie toczących się prac legislacyjnych, szczegóły dotyczące planowania przestrzennego zostaną dokładnie przeemyślane, tak aby faktyczny rozwój nowych projektów, oparty na nowoczesnych, efektywnych technologiach, był w najbliższych latach wykonalny. Już teraz nasi partnerzy z Azji czy Europy Północnej, którzy dostrzegają ożywienie inwestycji w Polsce, a jednocześnie sami stawiają nowoczesne farmy zdolne produkować energię przy cenie sprzedaży na poziomie 3,00 ct/kWh, nie mogą zrozumieć, dlaczego skokowo zwiększamy portfel wytwórczy w oparciu o przestarzałą technologię z niekonkurencyjnie wysokim kosztem wytworzenia.



Agnieszka Płaska

Prezes zarządu / CEO
WPD Polska

WPD is a company that plans its activities in local markets for the long term. Being aware of the regulatory risks, WPD is willing to take them as long as the potential of a given market is promising.

Hence our considerable participation in the development of the Polish onshore and, in the future, offshore wind energy sector. We are opening new offices in Poland, including the one opened recently in Warsaw precisely because of offshore projects. This year will also see the launch of another branch in Gdańsk focused on onshore investments. We have high hopes regarding the revival of onshore projects following the last three auctions. We actively participated in them, and in the case of some of the projects contracted in

the auction we are additionally involved in a pioneering cPPA contract with Orange Polska. This will ensure 15 MW of new capacity that will commence the execution of auction contracts this year and deliveries to private recipients at the same time. With the so-called 10H rule currently in force, which prevents from accessing to the most efficient generation technologies and low auction prices, it allows for significant investment optimization. We hope, however, that the distance restrictions will be quickly softened, which is supported by all rational considerations, both ideological and economic.

If Poland wants to support the Green Deal in Europe, a change in the distance rule is necessary. Looking at global markets, as well as taking into account the fact that Poland is one of the European countries with the highest electricity price, it also seems inevitable. Therefore, the amendment should be implemented urgently, as the development of new RES installations in Poland will require not only financial, but also time expenditures. Hopefully, with the legislative work currently underway, the details of land use planning will be carefully considered so that actual development of new projects, based on modern, efficient technologies, will be feasible in the coming years. Even now, our partners from Asia or northern Europe, who see a revival of RES developments in Poland and at the same time build modern farms themselves, capable of producing energy at a sale price of 3,00 ct/kWh, cannot understand why we are scaling up our generating portfolio based on outdated technology at an uncompetitively high cost of production.

5.3. Kontrakty PPA, cPPA

Wielu właścicieli elektrowni wiatrowych zawiera długoterminowe, dwustronne umowy PPA lub cPPA na sprzedaż wyprodukowanej energii elektrycznej. Kontrakty te określają wolumen sprzedaży energii elektrycznej w danym okresie, zazwyczaj rocznym. Umowy zawierane są na dłuższy okres, przekraczający nawet 10 lat. Formuła cenowa rzadko bywa powiązana z rynkowymi cenami energii lub inflacją. Znacznie częściej ceny ustalane są na stałym poziomie. Ceny są kalkulowane z uwzględnieniem tzw. kosztu profilu, co pomniejsza efektywną cenę sprzedaży energii. W tych umowach wytwórcy kontraktują znaczną część przewidywanego wolumenu energii z uwzględnieniem pewnego marginesu, na wypadek gdyby się okazało, że warunki wietrzne w danym okresie były słabsze, niż przewidywano.

Drugą stroną umowy w kontrakcie cPPA jest przedsiębiorstwo/zakład produkcyjny, zaś w przypadku kontraktu

5.3. PPA, cPPA contracts

Many owners of the onshore wind farms enter into long-term, bilateral PPAs or cPPAs on the sale of electricity. These contracts define the volume of electricity sales in a given period, usually on an annual basis. Agreements are concluded for a longer period, even exceeding 10 years. The pricing formula is seldom tied to market energy prices or inflation. Much more often the price is constant. Prices are calculated with consideration of the so-called profile cost, which reduces the effective selling price of energy. In these contracts, energy producers contract a large part of the expected volume of energy with some margin, in case it turned out that the wind conditions during the period were weaker than expected.

The other party to the agreement in the cPPA contract is an enterprise/production plant, and in the case of the PPA

PPA – spółka obrotu bądź trader. Zawarcie kontraktu PPA/cPPA niweluje niepewność związaną z czynnikiem rynkowym i prowadzi do obniżenia ryzyka projektu inwestycyjnego. Wytwórcy dają to pewność sprzedaży określonego wolumenu energii po znanej cenie (lub na podstawie ustalonej formuły jej wyliczenia). Podobne korzyści dotyczą odbiorcy, który w ten sposób zabezpiecza cenę zakupu energii w przyszłości. Właśnie ten aspekt w połączeniu z rosnącymi potrzebami wizerunkowymi dużych korporacji, dostrzegających zalety przekierowania zużycia energii na źródła nieemisyjne, tworzą szybko rosnący, międzynarodowy rynek kontraktów cPPA.

Więcej informacji na temat charakterystyki kontraktów cPPA zostało przedstawionych w kolejnych rozdziałach raportu.

5.4. Rynek spot oraz rynek terminowy

Wytwórcy niebędący stroną umowy bilateralnej bądź niemający zabezpieczenia przychodów w postaci wygranej aukcji są narażeni na wahania rynkowych cen energii. Możliwe jest jednak częściowe zabezpieczenie cen sprzedaży poprzez zawarcie transakcji terminowych na TGE. Teoretycznie możliwe jest zawarcie transakcji na okres kolejnych 5 lat, jednak z uwagi na płynność w praktyce takie transakcje są zawierane na maksymalnie 2 lata. W pozostałym okresie wytwórca posiada pełną ekspozycję na zmiany cen energii. Poniżej przeanalizowaliśmy kształtowanie się wolumenów oraz cen spotowych i terminowych na TGE.

contract, a trading company or a trader. The conclusion of the PPA/cPPA contract eliminates the uncertainty associated with the market factor and leads to a reduction in the risk of the investment project. It gives the producer a certainty that the volume of energy will be sold at a known price (or based on an agreed formula for its calculation). Similar benefits apply to the purchaser, thus securing the purchase price of energy in the future. It is this aspect, combined with the growing image needs of large corporations, which see the advantages of redirecting energy consumption to non-emission sources, that create the rapidly growing international market for cPPA contracts.

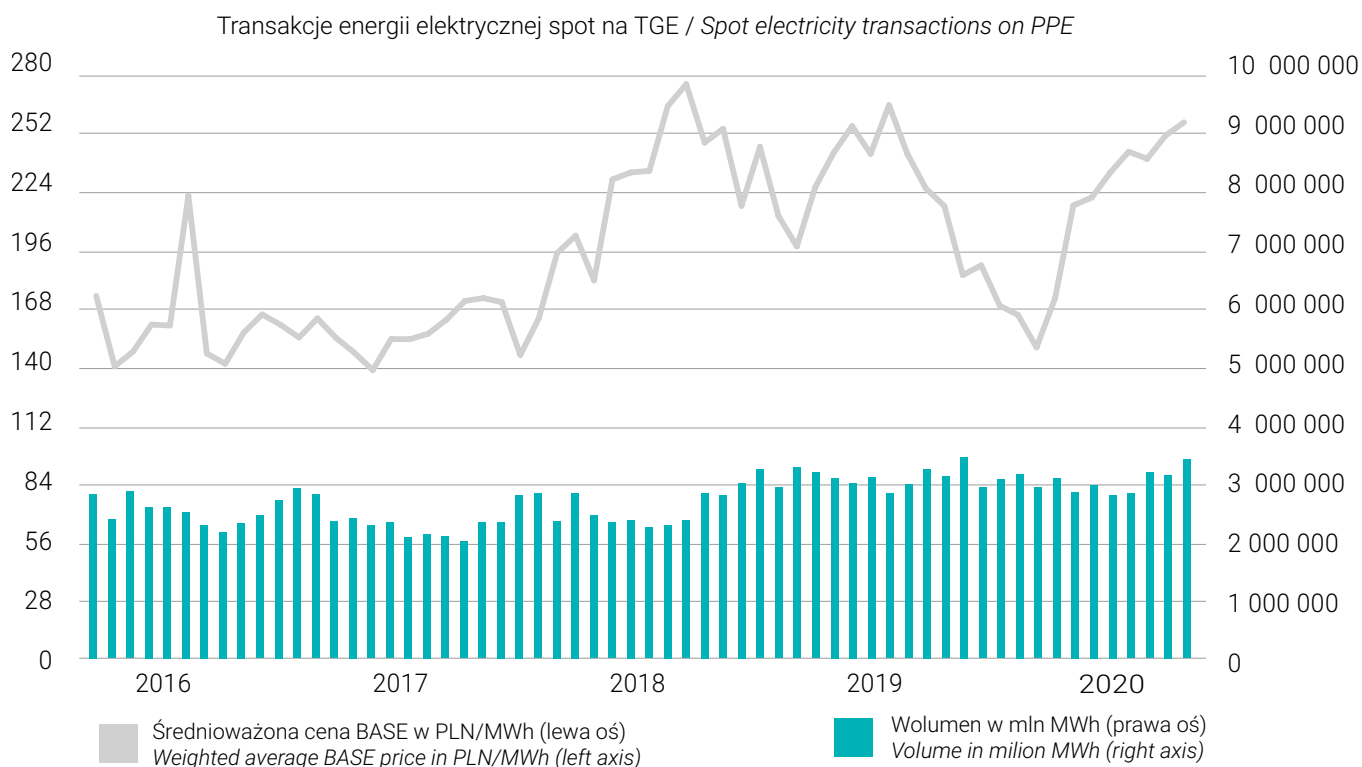
More information about the characteristics of the cPPA contracts is presented in the following chapters of the report.

5.4. Spot market and futures market

Producers who are not parties to a bilateral agreement or do not hedge their revenues in the form of the auction system are exposed to fluctuations in market energy prices. However, it is possible to partially hedge the selling prices by concluding forward transactions on PPE. Theoretically, it is possible to conclude transactions for the next 5 years, but due to liquidity such transactions are effectively concluded for a maximum of 2 years. In the remaining period, the distributor is fully exposed to changes in energy prices. Below, we have analysed volumes, spot and forward prices of transactions concluded on PPE.

Wykres 13. Transakcje energii elektrycznej spot na TGE

Chart 13. Spot electricity transactions on PPE



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych TGE

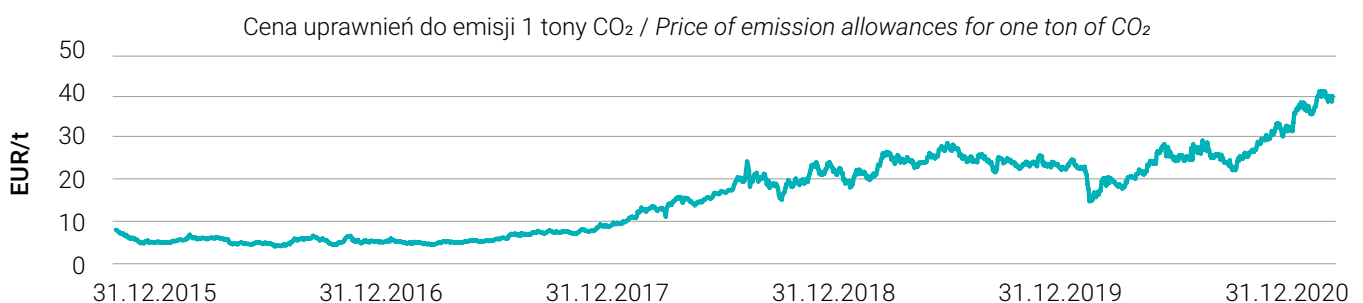
Source: Baker Tilly TPA analysis based on PPE data

Biorąc pod uwagę transakcje zawierane w okresie ostatnich 5 lat, średnioważony wolumenem kurs BASE mieścił się w poszczególnych latach w przedziale od 139,29 PLN/MWh do 276,24 PLN/MWh. W ujęciu rocznym najniższe ceny odnotowano w 2017 r. (157,96 PLN/MWh), zaś od tamtego momentu nastąpił istotny ich wzrost. W 2020 r. średnia cena energii elektrycznej wyniosła 210,11 PLN/MWh. W ubiegłym roku ceny cechowały się dużą zmiennością – w pierwszej połowie roku średnia cena była poniżej 180 PLN/MWh, natomiast od czerwca zaobserwowano znaczny wzrost cen i średnia cena za ten okres przekroczyła poziom 240 PLN/MWh. W 2020 r. nastąpił nieznaczny spadek wolumenu zawartych na TGE transakcji w paśmie (BASE). Wolumen rynku spot to blisko 20 proc. rocznego zużycia energii w kraju. Kształtowanie się kursu i wolumenu w transakcjach BASE zawieranych na TGE w okresie od stycznia 2016 r. do grudnia 2020 r. w ujęciu miesięcznym przedstawia wykres 13.

Wyższe ceny w drugiej połowie 2020 r. w znacznym stopniu były spowodowane wzrostem cen uprawnień do emisji CO₂. Mają one istotny wpływ na kształtowanie się rynkowych cen energii elektrycznej z uwagi na fakt, że krańcowy koszt energii określany jest przez koszt zmienny najdroższej w danej chwili jednostki pracującej w podstawie (w sposób ciągły przez pewien czas). Z uwagi na fakt, że jednostki wytwórcze pracujące w podstawie systemu elektroenergetycznego opalane są węglem kamiennym lub brunatnym, wysoki koszt uprawnień do emisji stanowi dużą część kosztów zmiennych, co powoduje wzrost cen energii. Jeszcze w 2016 r. ceny uprawnień do emisji CO₂ oscylowały w okolicy 5–6 EUR/t, jednak począwszy od końca 2017 r. zaczęły rosnąć. Średnia cena uprawnień w latach 2019 i 2020 wyniosła niespełna 25 EUR/t. W grudniu 2020 r. cena przekroczyła poziom 30 EUR/t, natomiast od połowy marca 2021 r. ceny utrzymują się na poziomie powyżej 40 EUR/t. Wykres 14 przedstawia kształtowanie się ceny uprawnień do emisji 1 tony CO₂ w okresie od 2016 r. do końca marca 2021 r.

Taking into account the transactions concluded in the last 5 years, the volume-weighted average BASE price ranged in individual years from 139.29 PLN/MWh to 276.24 PLN/MWh. In annual terms, the lowest prices were recorded in 2017 (157.96 PLN/MWh), and there was a significant increase since then. In 2020, the average price of electricity was at PLN 210.11/MWh. In the past year, prices were characterized by high volatility – in the first half of the year, the average price was below 180 PLN/MWh, while since June the price has risen significantly and the average price for this period exceeded the level of 240 PLN/MWh. In 2020, there was a slight decrease in the volume of transactions concluded on PPE in the BASE contract. The spot market volume is nearly 20% of the annual energy consumption in the country. Monthly price and volume developments in BASE transactions concluded on PPE in the period from January 2016 to December 2020 are presented in the chart 13.

Higher prices in the second half of 2020 were to a large extent caused by the increase in prices of CO₂ emission allowances. They have a significant impact on the development of market electricity prices because the marginal cost of energy is determined by the variable cost of the most expensive generating unit at a given moment (continuously over a period of time). Due to the fact that the generating units constituting the basis of the power system are powered by hard coal or lignite, the high cost of emission allowances constitutes a large part of the variable costs, which causes an increase in energy prices. In 2016, the prices of CO₂ emission allowances fluctuated around EUR 5–6/t, but since the end of 2017 prices started to rise. The average price of allowances in 2019 and 2020 was less than EUR 25/t. In December 2020, the price exceeded the level of EUR 30/t, while since mid-March 2021, the prices remained above EUR 40/t. The chart 14 presents the evolution of the price of emission allowances for one ton of CO₂ in the period from 2016 to the end of March 2021.

Wykres 14. Notowania uprawnień do emisji CO₂Chart 14. Quotations of CO₂ emission allowances

Źródło: Reuters

Source: Reuters

Przyjmując pewne założenia, wyodrębniliśmy wartość uprawnień do emisji CO₂ z rynkowych cen energii⁵⁴. Jak widać na poniższym wykresie dotyczącym okresu 2016–2020, cena energii skorygowana o koszt uprawnień CO₂ wykazuje mniejsze wahania w porównaniu z ceną rynkową na TGE.

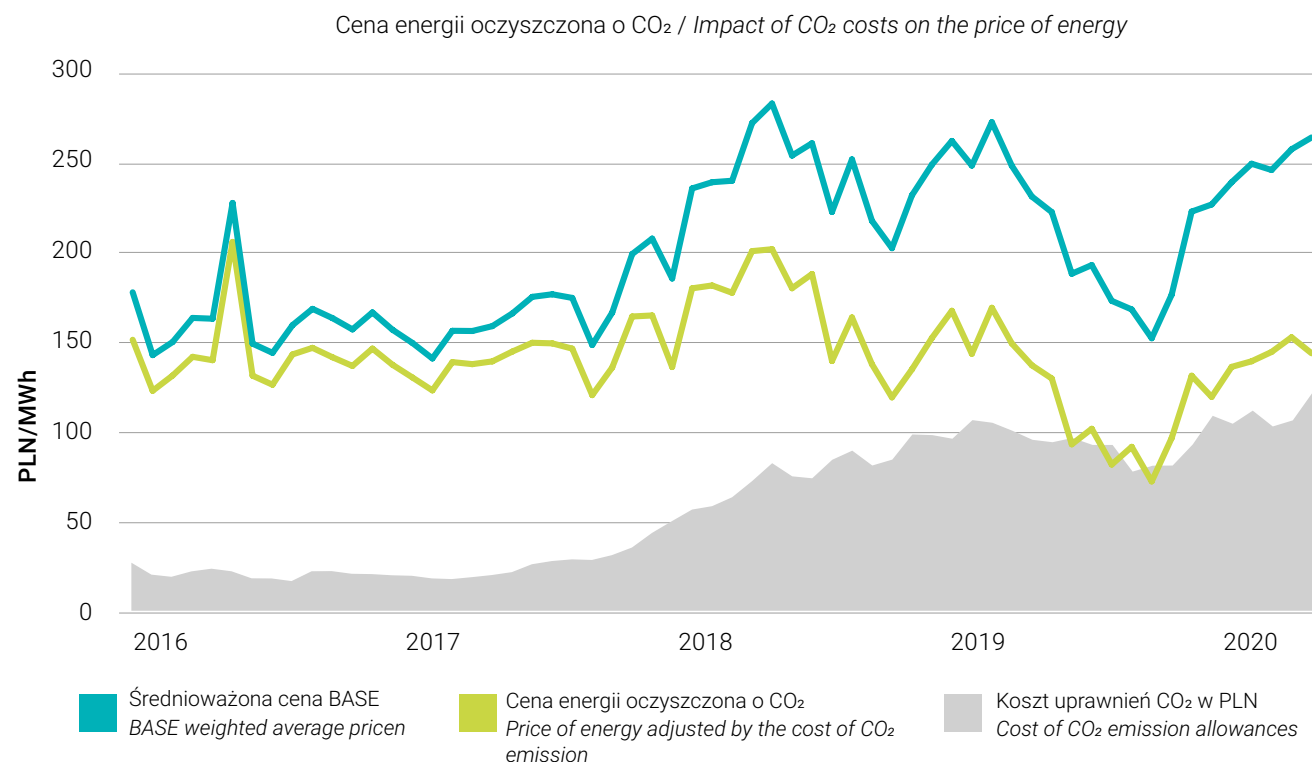
Przeanalizowaliśmy także statystyczną zależność pomiędzy cenami uprawnień do emisji CO₂ a rynkową ceną energii elektrycznej na TGE. Wzięliśmy pod uwagę okres 5-letni, tj. miesięczną cenę BASE oraz cenę uprawnień do emisji CO₂ (średnia arytmetyczna z dziennych kursów zamknięcia w danym miesiącu). Nasza analiza wykazała, że współczynnik korelacji pomiędzy tymi dwiema zmiennymi wynosi 0,78, a więc poziom zależności jest znaczny.

Assuming certain assumptions, we distinguished the value of CO₂ emission allowances from the market energy prices⁵⁴. As can be seen in the chart below for the 2016–2020 period, the price of energy adjusted by the cost of CO₂ allowances shows smaller fluctuations compared to the market price on PPE.

We have also analysed the statistical relationship between the prices of CO₂ emission allowances and the market price of electricity on the Polish Power Exchange. We took into account a 5-year period, i.e., the monthly BASE price and the price of CO₂ emission allowances (arithmetic average of the daily closing prices in a given month). Our analysis showed that the correlation coefficient between these two variables is 0.78, so the level of dependence is significant.

Wykres 15. Porównanie ceny energii oczyszczonej o koszt emisji CO₂ do rynkowej ceny energii

Chart 15. Comparison of the price of energy subject to adjustment by the cost of CO₂ emissions to the market price of energy



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA

Source: Baker Till TPA analysis

Analizując zależności pomiędzy rynkiem spot a rynkiem terminowym, warto spojrzeć na poniższy wykres przedstawiający notowania rocznych kontraktów terminowych na dostawę energii w paśmie w porównaniu z ceną na rynku spot. Notowania kontraktów terminowych charakteryzują się niższą okresową zmiennością. Prześledziliśmy też ceny w kontraktach terminowych na dostawę energii,

Analysing the relationship between the spot market and the futures market, it is worth taking a look at the graph chart below. It shows quotations of annual futures contracts on the annual supply of energy (BASE) compared to the price on the spot market. The quotations of futures contracts are characterized by lower periodic volatility. We have also scrutinised prices in futures contracts for energy, concluded

⁵⁴ Przyjęte zostało założenie, że wyprodukowanie 1 MWh niesie z sobą emisję 850 kg dwutlenku węgla. Dienne 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.

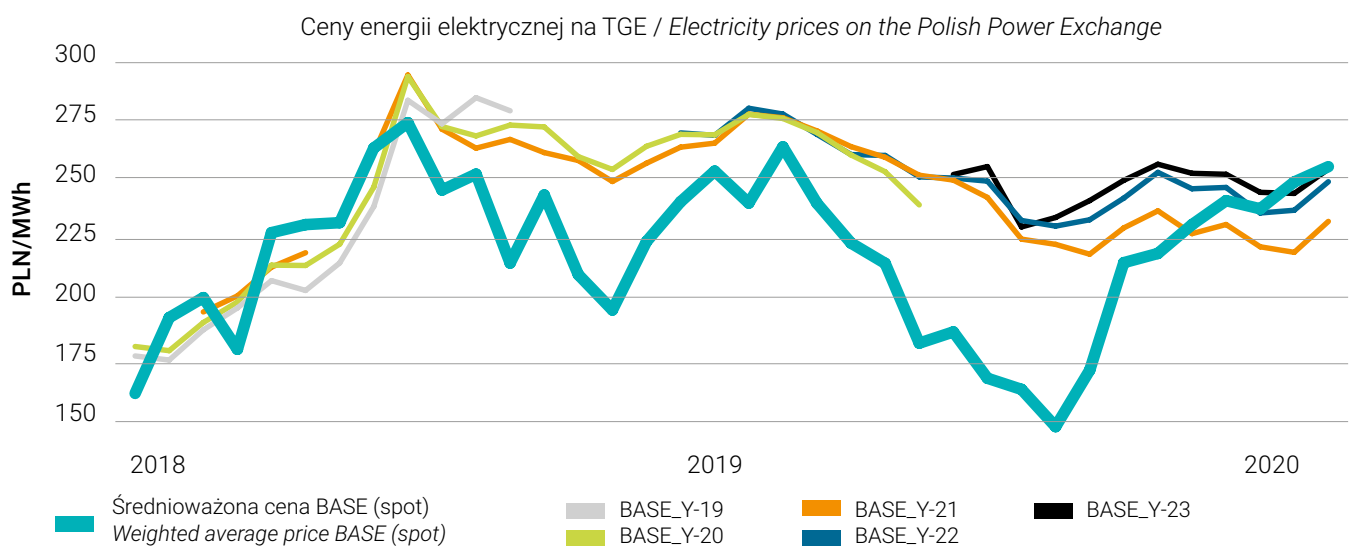
⁵⁴ It was assumed that the production of 1 MWh causes the emission of 850 kg of carbon dioxide. We have converted the daily allowance closing prices using the average EUR/PLN exchange rate on a given day. Due to monthly data on energy prices, the cost of CO₂ emission allowances in a given month was estimated using the arithmetic mean of daily quotations.

zawierane na TGE w okresie od stycznia 2018 r. do grudnia 2020 r. Średni kurs BASE na 2021 r. w całym cyklu życia kontraktu ukształtował się na poziomie 236,11 PLN/MWh. Biorąc pod uwagę także ceny i wolumen w kontraktach na poszczególne kwartały 2021 r. (transakcje były zawierane od stycznia 2020 r.), implikowany kurs BASE na 2021 r. wynosi 235,44 PLN/MWh. Średni kurs BASE w kontraktach zawieranych na 2022 r. wynosi 245,96 PLN/MWh, a średni kurs BASE na 2023 r. – 250,47 PLN/MWh. W danym okresie ceny w poszczególnych seriach kontraktów charakteryzują się podobnym poziomem cenowym (zazwyczaj kilka PLN/MWh premii dla kontraktów z kolejnej serii), zaś kierunek zmian cen wyznacza aktualna cena rynkowa energii. Można było to zaobserwować w 2018 r., gdy ceny energii i kontraktów rosły, oraz w 2019 r., w którym ceny kontraktów podążały za niższą ceną energii.

on PPE in the period from January 2018 to December 2020. The average BASE rate for 2021 throughout the contract's life cycle was at the level of PLN 236.11/MWh. Taking into account prices and volume in contracts for individual quarters of 2021 (transactions were concluded from January 2020), the implied BASE rate for 2021 is PLN 235.44/MWh. The average BASE rate in contracts concluded for 2022 is PLN 245.96/MWh, and the average BASE rate for 2023 is PLN 250.47/MWh. In a given period, prices in particular series of contracts are characterized by a similar price level (usually a few PLN/MWh of premium for contracts in the next series), and the direction of price changes is determined by the current market price of energy. This could be seen in 2018 when energy and contract prices were rising and in 2019 when contract prices followed a lower energy price.

Wykres 16. Notowania energii elektrycznej na rynku spot oraz w kontraktach terminowych na TGE

Chart 16. Electricity quotations on the spot market and in futures on the Polish Power Exchange



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych TGE

Source: Baker Tilly TPA analysis based on PPE data

Postępując się danymi miesięcznymi za okres 2018–2020, zbadaliśmy zależności pomiędzy cenami spot a cenami zawieranych kontraktów terminowych (na wykresie kontrakt oznaczony np. BASE_Y-20 to kontrakt z dostawą na 2020 r.). W 2018 r. mieliśmy do czynienia ze wzrostem cen energii nawet do poziomu powyżej 270 PLN/MWh, za czym podążały ceny w kontraktach terminowych. W latach 2019–2020 rynek spot charakteryzował się dużą zmiennością – w kwietniu 2020 r. ceny spadły do poziomu 150 PLN/MWh, by na koniec roku przekroczyć 250 PLN/MWh. Notowania kontraktów terminowych były bardziej ustabilizowane. Przeanalizowaliśmy także premie/dyskonta poszczególnych rocznych kontraktów terminowych do rynkowej ceny energii w zależności od liczby miesięcy przed wygaśnięciem kontraktu. Miało to dać odpowiedź na pytanie, jaka jest wysokość premii/dyskonta kursu danego kontraktu w stosunku do ceny spot w zależności od liczby miesięcy przed rozpoczęciem dostawy. Niestety, nie da się wysnuć jednoznacznych

Using monthly data for the 2018–2020 period, we examined the relationship between spot prices and the prices of concluded futures contracts (in the chart, for example, the contract marked BASE_Y-20 is a contract with delivery for 2020). In 2018, we saw an increase in energy prices even to a level above PLN 270/MWh, which was followed by prices in futures contracts. In the years 2019–2020, the spot market was characterized by high volatility – in April 2020 the prices dropped to the level of PLN 150/MWh, to exceed PLN 250/MWh at the end of the year. Futures contracts were more stabilized. We analysed the premiums/discounts in each annual term contracts to market energy prices depending on the number of months before the contract expiration. This was to answer the question of the premium/discount rate of a given contract in relation to the spot price, depending on the number of months before the start of delivery. Unfortunately, it is impossible to draw clear conclusions due to the high volatility on the spot market and the

wniosków ze względu na dużą zmienność na rynku spot oraz wyżej opisaną „lepkość” cen w kontraktach terminowych, co widać na powyższym wykresie. W okresie analizy premie przyjmowały wartości ujemne, jak przez dużą część 2018 r., gdy notowania kontraktów terminowych nie nadążały za wzrostem cen na rynku spot oraz wysokie wartości dodatnie przekraczające 80 PLN/MWh, jak na początku 2020 r. w wyniku dużego spadku rynkowych cen energii. Poniższa tabela przybliży szczegóły cenowe i wolumenowe zawieranych kontraktów w okresie 2018–2020.

above-described “stickiness” of prices in futures contracts, which can be seen in the chart above. During the analysis period, premiums were negative, as for a large part of 2018, when the quotations of futures contracts did not keep up with the increase in prices on the spot market, and high positive values exceeding PLN 80/MWh, as at the beginning of 2020 as a result of a large decline in the market energy prices. The table below presents the price and volume details of the contracts concluded in the period 2018-2020.

Tabela 6. Notowania kontraktów terminowych na TGE

Kontrakty terminowe na TGE <i>Futures contracts on PPE</i>	Rok zawarcia transakcji <i>Year of the transaction</i>			Pełny cykl życia kontraktu <i>Full contract life cycle</i>
	2018	2019	2020	
Kontrakt / Contract	Ceny transakcyjne ważone wolumenem (PLN/MWh) <i>Volume-weighted transaction prices (PLN/MWh)</i>			
Kontrakty kwartalne BASE na 2021 r. <i>BASE quarterly contracts for 2021</i>	–	–	224,59	224,59
BASE_Y-21	267,96	265,94	231,87	236,11
BASE_Y-22	–	265,54	243,28	245,96
BASE_Y-23	–	–	250,47	250,47
Kontrakt / Contract	Wolumen (MWh) / Volume (MWh)			
Kontrakty kwartalne BASE na 2021 r. <i>BASE quarterly contracts for 2021</i>	–	–	9 052 047	9 052 047
BASE_Y-21	1 524 240	16 398 720	126 748 440	144 671 400
BASE_Y-22	0	2 811 960	20 612 280	23 424 240
BASE_Y-23	0	0	4 108 440	4 108 440

Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych TGE

Table 6. Quotations of futures contracts on the Polish Power Exchange

Source: Baker Tilly TPA analysis based on PPE data

Wolumen transakcji w kontraktach BASE na 2021 r. wyniósł 144,7 TWh, co stanowi około 87 proc. krajowego zużycia energii w 2020 r., które według PSE wyniosło 165,3 TWh. Biorąc pod uwagę także zawarte w ubiegłym roku kontrakty na poszczególne kwartały 2021 r., dokonano kontraktacji na około 92 proc. ubiegłorocznego krajowego zużycia energii. Dla porównania wolumen transakcji zawartych na TGE w kontraktach BASE na cały 2020 r. wyniósł 135,1 TWh, tak więc na 2021 r. zakontraktowano wolumen wyższy o 7 proc. r./r.

The transaction volume in BASE contracts for 2021 amounted to 144.7 TWh, which is approx. 87% of domestic energy consumption in 2020, which, according to the Polish electricity grid operator (PSE), amounted to 165.3 TWh. Taking into account also the contracts concluded last year for individual quarters of 2021, contracts were made for approx. 92% of last year's domestic energy consumption. For comparison, the volume of transactions concluded on PPE in BASE contracts for the entire 2020 amounted to 135.1 TWh, so for 2021 the contracted volume was higher by 7% y/y.

Około 17,9 TWh wolumenu na 2021 r. zakontraktowano przed końcem 2019 r., co stanowi około 12 proc. całkowitej ilości w kontrakcie BASE_Y-21. Podobnie przedstawiała się sytuacja rok wcześniej, tj. przed końcem 2018 r. zakontraktowano 17,1 TWh, tj. niecałe 13 proc. całkowitego wolumenu w kontrakcie BASE na 2020 r. Biorąc pod uwagę kontraktację na 2022 r., wolumen w transakcjach zawartych do końca 2020 r. wyniósł 23,4 TWh, co oznacza, że był o 31 proc.

About 17.9 TWh of the volume for 2021 was contracted before the end of 2019, which is approx. 12% of the total volume in the BASE_Y – 21 contract. The situation was similar the previous year, i.e., 17.1 TWh was contracted before the end of 2018, i.e., less than 13% of the total volume in the BASE contract for 2020. Taking into account contracts for 2022, the volume in transactions concluded by the end of 2020 amounted to 23.4 TWh, which means that it was

wyższy niż w analogicznym okresie przed rokiem. Może to świadczyć o rosnącej tendencji do wcześniejszego eliminowania ryzyka cenowego. Od końca ubiegłego roku TGE wydłużyła okres, na który mogą zostać zawierane transakcje na rynku terminowym. Obecnie można zawierać transakcje już na 2026 r., jednak z uwagi na odległy horyzont nie obserwujemy tu dużej płynności.

Wolumen transakcji zawartych w 2020 r. na TGE wyniósł 208,3 TWh (+6,8 proc. r./r.), jednak wkrótce może ulec istotnemu zmniejszeniu. W styczniu 2021 r. do konsultacji trafił projekt zmian legislacyjnych zakładający zniesienie tzw. obliża giełdowego, które od 2019 r. wynosi 100 proc. wyprodukowanej energii. Obowiązek sprzedaży przez giełdę dotyczy krajowych wytwórców energii z pewnymi wyłączeniami (m.in. wysokosprawna kogeneracja, jednostki wytwórcze do 50 MW). Planowana na II kwartał 2021 r. nowelizacja ustawy Prawo energetyczne zakłada całkowite zniesienie obliża. W naszej ocenie może to doprowadzić do niższego wolumenu transakcji zawieranych na TGE i w rezultacie zmniejszenia transparentności rynku energii elektrycznej. Przedsiębiorstwa segmentu wytwarzania energii są zobowiązane do przekazywania Prezesowi URE informacji o zawartych umowach bilateralnych, a na tej podstawie publikowana jest informacja o średniej kwartalnej cenie energii elektrycznej niepodlegającej obowiązkowi publicznej sprzedaży.

Tabela 7. Wolumen obrotu na TGE

Wolumen obrotu energii elektrycznej na TGE <i>Electricity trading volume on PPE</i>	Wolumen obrotu (TWh) / Trading volume (TWh)		
	2018	2019	2020
BASE LOAD	183,1	171,9	189,5
PEAK5 LOAD	13,7	23,0	18,8
OFFPEAK LOAD	1,6	0,1	0,0
Łącznie / Total	198,3	195,0	208,3

Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych TGE

URE skontrolował, jaka ilość energii wyprodukowana w 2019 r. faktycznie podlegała obowiązkowi sprzedaży za pośrednictwem TGE. Kontroli poddano grupę 24 największych wytwórców, których łączna produkcja energii elektrycznej brutto przekraczała 80 proc. Ustalono, że z wyprodukowanego w 2019 r. wolumenu 123,6 TWh obowiązek sprzedaży przez giełdę dotyczył jedynie 56,7 TWh energii elektrycznej, zatem obliża objęło jedynie około 46 proc. wytworzonej przez te podmioty energii.

Kilka czynników będzie wpływać na wysokość cen energii w przyszłości w sposób kluczowy. Polska energetyka jeszcze przez długi czas będzie oparta na węglu, dlatego istotnym czynnikiem wpływającym na wysokość cen energii jest i pozostanie cena uprawnień do emisji CO₂, która zależy m.in. od regulacji prawnych w zakresie ograniczenia podaży nowych uprawnień. KOBiZE w raporcie za styczeń powołuje

31% higher than in the corresponding period of the previous year. This may indicate a growing tendency to eliminate the price risk earlier. From the end of last year, PPE extended the period for which transactions on the futures market may be concluded. Currently, transactions can be concluded even for 2026, but due to the distant horizon, we do not observe high liquidity here.

The volume of transactions concluded in 2020 on PPE amounted to 208.3 TWh (+6.8% y/y), but it may soon decrease significantly. In January 2021, a draft legislative amendment was submitted for consultation, assuming the abolition of the so-called exchange obligation, which since 2019 amounts to 100% of the energy produced. The obligation to sell through the power exchange applies to the domestic energy producers with certain exclusions (including high-efficiency cogeneration, generation units up to 50 MW). The amendment to the Energy Law, planned for the second quarter of 2021, provides for the complete abolition of the obligation. In our opinion, this may lead to a lower volume of transactions concluded on PPE and, as a result, reduce the transparency of the electricity market. Enterprises from the power generation segment are required to provide the President of the URE with information on concluded bilateral agreements, and on this basis, information on the average quarterly price of electricity not subject to the public sale obligation is published.

Table 7. Trading volume on PPE

Wolumen obrotu (TWh) / Trading volume (TWh)	Wolumen obrotu (TWh) / Trading volume (TWh)		
	2018	2019	2020
BASE LOAD	183,1	171,9	189,5
PEAK5 LOAD	13,7	23,0	18,8
OFFPEAK LOAD	1,6	0,1	0,0
Łącznie / Total	198,3	195,0	208,3

Source: Baker Tilly TPA analysis based on PPE data

The URE inspected the amount of energy produced in 2019 that was actually subject to the obligation to sell through PPE. A group of 24 largest producers, whose total gross electricity production exceeded 80%, was subject to inspection. It was found that out of the volume of 123.6 TWh produced in 2019, the obligation to sell on PPE concerned only 56.7 TWh of electricity, so the obligation covered only approx. 46% of the energy produced by these entities.

Several factors that will affect future energy prices in a key way. The Polish power industry will be based on coal for a long time, therefore an important factor affecting the level of energy prices is and will remain the price of CO₂ emission allowances, the price of which depends, among others, on the shape of legal regulations regarding the limitation of the supply of new allowances. The National Centre for Emissions

się na wyniki ankiety dotyczącej prognozy cen uprawnień, przeprowadzonej przez Reuters 18 stycznia 2021 r. wśród kilkunastu instytucji finansowych⁵⁵. Z ankiety wynika, że średnia cena uprawnień w 2021 r. powinna kształtować się poziomie niespełna 40 EUR/t, następnie wzrosnąć do 50 EUR/t w 2027 r. oraz przekroczyć poziom 70 EUR/t w 2030 r. Realizacja tej prognozy oznaczałaby silny wzrost cen energii w Polsce oraz wzmocniony impuls dla przyspieszenia procesu transformacji energetycznej. Przy tej okazji należy także wspomnieć o rosnącym koszcie wydobycia węgla, zarówno kamiennego, jak i brunatnego, który przekłada się na wyższe ceny paliwa i wyższą cenę energii.

Kolejnym czynnikiem jest rozwój odnawialnych źródeł energii, który wpłynie na obniżenie cen energii. Wraz z coraz większą zainstalowaną łączną mocą i produkcją energii w OZE coraz więcej jednostek konwencjonalnych jest „wypychanych” z systemu, co będzie powodować obniżanie się kosztu zmiennego najdroższej jednostki pracującej w danym momencie. Profil produkcji energii z wiatru jest inny niż profil zużycia energii, tj. zapotrzebowanie na energię elektryczną zmniejsza się w porze nocnej, kiedy to wolumen energii dostarczany do sieci z elektrowni wiatrowych jest największy i bardziej stabilny. Przyłączanie nowych farm wiatrowych może spowodować większe odchylenie cen w godzinach pozaszczytowych w stosunku do cen BASE, a co za tym idzie do wzrostu kosztu profilu. Z drugiej strony korzystnym profilem produkcji energii charakteryzują się elektrownie fotowoltaiczne, które najwięcej energii produkują w okresie dużego nasłonecznienia pokrywającego się ze szczytem dobowym. Z uwagi na bardzo dynamiczny rozwój sektora PV, oddawanie do użytku nowych farm fotowoltaicznych oraz instalacji prosumenckich niebawem może się okazać, że w bardzo słoneczne dni cena energii w szczycie będzie niższa niż cena BASE. Podsumowując, przyrost nowych mocy w OZE powinien prowadzić do niższych cen energii. Większy przyrost zainstalowanej mocy w energetyce wiatrowej powinien wydłużyć okres utrzymywania się premii dla fotowoltaiki, tj. efektywnej ceny sprzedaży z tego źródła pomniejszonej o rynkową cenę energii.

W dalszej przyszłości wpływ na ceny energii mogłyby mieć także magazyny energii, przy czym raczej nie byłby to wpływ na ogólny poziom cen, lecz na ich kształtowanie się w trakcie doby. Widzielibyśmy tutaj korzyść dla wytwórców energii z wiatru, ponieważ ta technologia pozwoliłaby zarządzać momentem zasilania sieci w energię, tj. akumulować energię, gdy jest ona tańsza i dostarczać ją do sieci, gdy ceny są wyższe. Obecnie dostępne technologie magazynowania są stosunkowo drogie i taki arbitraż cenowy nie ma jeszcze uzasadnienia ekonomicznego. Na niekorzyść działa też fakt, że za ładowanie akumulatorów pobierana jest opłata dystrybucyjna. Pojedyncze projekty magazynów energii realizowane są jedynie pilotażowo.

Management (KOBiZE) in its report for January refers to the results of the survey concerning the forecast of allowances prices, conducted by Reuters on January 18th, 2021, among a dozen financial institutions⁵⁵. The survey shows that the average price of allowances in 2021 should reach a level of less than EUR 40/t, then increase to EUR 50/t in 2027 and exceed the level of EUR 70/t in 2030. The materialization of this forecast would mean a robust increase in energy prices in Poland and a stronger impulse to accelerate the process of energy transformation. On this occasion, one should also mention the rising cost of coal mining, both hard and lignite, which translates into higher fuel prices and a higher energy price.

Another factor is the development of renewable energy sources, which will reduce energy prices. With the increasing total installed capacity and RES energy production, more and more conventional units are being “pushed” out of the system, which will lower the variable cost of the most expensive operating unit at any given moment. The wind energy production profile is different from the energy consumption profile, i.e., the demand for electricity decreases at night when the volume of energy supplied to the grid from wind farms is the highest and more stable. Connecting new wind farms may cause a greater deviation of prices in off-peak hours in relation to BASE prices, and thus increase the cost of profile. On the other hand, a favourable profile of energy production is characteristic of photovoltaic power plants, which produce the most energy during periods of high insolation coinciding with the daily peak. Due to the very dynamic development of PV sector, the commissioning of new photovoltaic farms and prosumer installations may soon turn out that on very sunny days the price of energy at the peak will be lower than the BASE price. Summing up, the increase in new RES capacity should lead to lower energy prices. A greater increase in the installed capacity in onshore wind farms should extend the period of positive premiums for photovoltaics, i.e., the effective selling price from this source less the market price of energy.

In the longer term, energy prices could also be affected by energy storage systems, and this would be unlikely to affect the general level of prices, but their development over the course of the day. We would see a positive effect for wind power generators here, as this technology would manage when energy is fed into the grid, i.e., accumulate energy when it is cheaper and feed it back to the grid when prices are higher. Currently, available storage technologies are relatively expensive and such price arbitrage is not economically justified yet. Another disadvantage is the fact that a distribution fee is charged for charging the batteries. Single energy storage projects are implemented only as pilot projects.

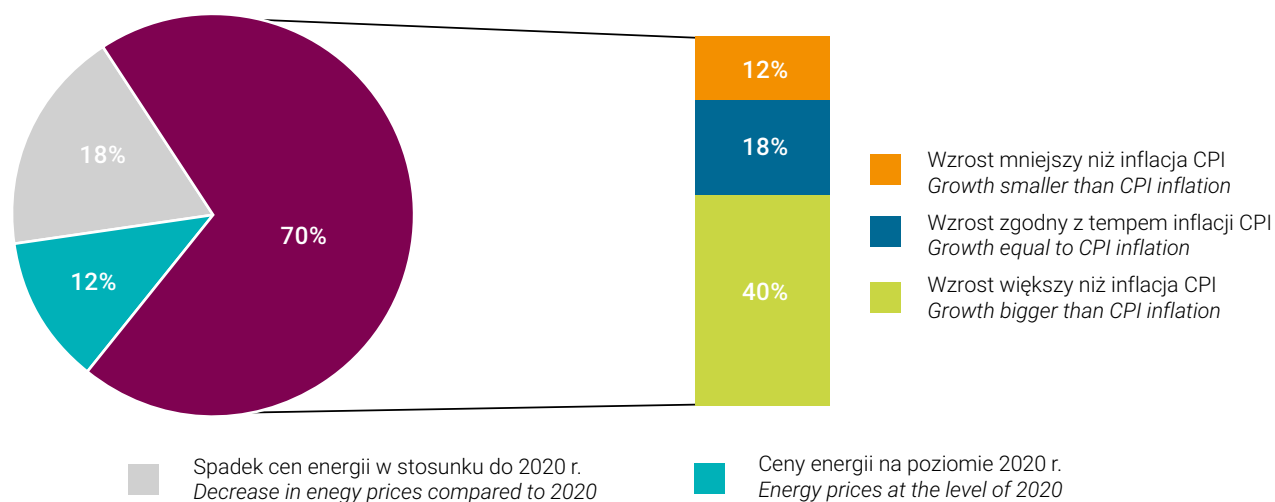
⁵⁵ Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami: https://www.kobize.pl/uploads/materialy/materialy_do_pobrania/raport_co2/2021/KOBiZE_Analiza_rynk_CO2_styczen_2021.pdf

⁵⁵ National Center for Emissions Management and Balancing: https://www.kobize.pl/uploads/materialy/materialy_do_pobrania/raport_co2/2021/KOBiZE_Analiza_rynk_CO2_styczen_2021.pdf

Nie istnieje jedno dominujące podejście do prognozowania cen energii elektrycznej. Ceny na najbliższe 2–3 lata można określić w oparciu o notowania kontraktów terminowych na TGE, lecz w wypadku cen w dalszych okresach podejście uczestników rynku jest zróżnicowane. Część podmiotów opiera swoje projekcje cenowe na rozbudowanych prognozach uwzględniających scenariusze dotyczące m.in. nowych przyłączeń do sieci jednostek konwencjonalnych, rozwoju morskiej energetyki wiatrowej oraz farm fotowoltaicznych, a także planowanych wyłączeń istniejących bloków węglowych. Takie projekcje są przygotowywane przez profesjonalne podmioty, jednak opierają się one na wielu zmiennych i założeniach, które nie zawsze mogą się zmaterializować – rozwój OZE jest w dużym stopniu uzależniony od regulacji i polityki energetycznej kraju, której wdrożenie może się znacznie opóźnić. Pewna część inwestorów abstrahuje od wyrafinowanych metod i prognozuje dalszy wzrost cen w oparciu o wskaźnik inflacji (lub wskaźnik inflacji skorygowany o pewną wartość). Oba podejścia mają swoje plusy i minusy oraz niosą z sobą pewne ryzyko nieprawidłowego oszacowania cen energii.

Wyniki ankiety przeprowadzonej wśród członków PSEW nie dają jednoznacznej odpowiedzi na pytanie dotyczące oczekiwań odnośnie do ścieżki cen energii w dłuższym horyzoncie czasowym. Blisko 70 proc. badanych oczekuje wzrostu cen energii w przyszłości w porównaniu z 2020 r., choć tempo tego wzrostu spodziewane jest na różnym poziomie. Pozostali oczekują spadku cen energii w porównaniu z 2020 r. lub ich stabilizacji. Wyniki ankiety zostały przedstawione na poniższym wykresie.

Wykres 17. Wyniki ankiety PSEW dotyczące oczekiwanej ścieżki cen energii w dłuższym okresie



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie wyników ankiety PSEW

There is no single dominant approach to energy price forecasting. Prices for the next 2–3 years can be determined based on the quotations of futures contracts on PPE, but in the case of prices in further periods, the approach of market participants is varied. Some entities base their price projections on extended forecasts taking into account scenarios concerning i.a. new connections to the network of conventional units, development of off-shore wind energy and photovoltaic farms, as well as planned shutdowns of existing coal-fuelled units. Such projections are prepared by professional entities, but they are based on many variables and assumptions that may not always materialize – the development of renewable energy sources is largely dependent on the regulations and energy policy of the country, the implementation of which may be significantly delayed. Some investors disregard sophisticated methods and forecast a further increase in prices based on the inflation index (or the inflation index adjusted by a certain value). Both approaches have their pros and cons and carry some risk of incorrectly estimating energy prices.

The results of the survey conducted among PSEW members do not provide an unambiguous answer to the question regarding their expectations concerning the path of energy prices in the longer term. Nearly 70% of respondents expect energy prices to increase in the future compared to 2020, although expectations about the pace of this growth are varied. The remaining respondents expect energy prices to fall compared to 2020 or to stabilize. The results of the survey are presented in the chart below.

Chart 17. PSEW survey results concerning the expected path of energy prices in the longer term

Source: Baker Tilly TPA analysis based on PSEW survey results

6 Potencjał cPPA dla rozwoju nowych mocy

Zainteresowanie przedsiębiorstw w Polsce energią z wiatru

Począwszy od 2018 r., zawarto w Polsce kilkanaście umów typu corporate PPA (cPPA), w których przedsiębiorstwo przemysłowe będące najczęściej znaczącym konsumentem energii elektrycznej kupuje ją bezpośrednio od producenta z farmy wiatrowej lub słonecznej, w ramach długoterminowego kontraktu. Tym samym przedsiębiorstwo zapewnia sobie w długim przedziale czasowym dostęp do stabilnych dostaw zielonej energii w konkurencyjnej, niezmiennej cenie. Z kolei dla inwestora OZE długoterminowa (standardowo zawierana na 10–15 lat) korporacyjna umowa sprzedaży energii odbiorcy przemysłowemu stanowi podstawę do ubiegania się o finansowanie dłużne inwestycji, czyli czyni jego projekt „bankowalnym”.

Skąd zainteresowanie przemysłu energią z OZE? Głównym motorem tej zmiany jest polityka klimatyczna Unii Europejskiej i Organizacji Narodów Zjednoczonych, realizowana przez wiele instrumentów mających zachęcić i zmotywować państwa oraz firmy do podjęcia działań na rzecz dekarbonizacji i zrównoważonego rozwoju. Potrzeby zmian w obszarze ochrony klimatu dawno przestały być jednak li tylko domeną dużej polityki, ponieważ przełożyły się na głębokie trendy w zachowaniach konsumenckich i przesunięciach systemu wartości wielu społeczeństw, zwłaszcza państw rozwiniętych. Kontrola emisji CO₂ i przesterowanie zużycia energii na źródła odnawialne stało się w krótkim czasie elementem best practice najpierw największych, a następnie także mniejszych korporacji i przedsiębiorstw. Te najlepsze praktyki szybko przekładają się na minimum standards, stają się częścią koncernowej polityki CSR, pojawiają się jako centralny element przekazu wizerunkowego i marketingowego. To zarówno jedna z przyczyn, jak i skutek głębokiego, światowego, a zwłaszcza europejskiego, megatrendu.

Począwszy od 2014 r. międzynarodowe korporacje, które poczuwają się do odpowiedzialności na rzecz realizacji Paryskich Porozumień Klimatycznych, zrzeszają się w inicjatywie RE-100, której członkowie podejmują zobowiązanie, że do 2050 r. będą w 100 proc. zaspokajać swoje potrzeby w oparciu o energię ze źródeł odnawialnych. Każda z blisko 300 organizacji, które do dziś wyznaczyły sobie ten cel, musi mieć jasną mapę drogową jego osiągnięcia, łącznie ze ściśle określonymi krokami milowymi, 60 proc. zużycia energii z OZE do 2030 r. oraz 90 proc. do 2040 r.⁵⁶ W ślad za tego typu inicjatywami idą rozwiązania prawne w obszarze prawa europejskiego.

W społeczeństwach zachodnioeuropejskich coraz większe znaczenie ma rodzaj miksu energetycznego, w oparciu o który zostało wyprodukowane dane dobro konsumpcyjne. Oznacza to, iż w celu zachowania dotychczasowych rynków

⁵⁶ <https://www.there100.org/technical-guidance>

Potential of cPPA for new capacity development

Potential of cPPA for new capacity development

As of 2018, more than a dozen corporate Power Purchase Agreements (cPPA) have been concluded in Poland, whereby an industrial company, which is most often a significant consumer of electrical energy, buys it directly from a producer from a wind or solar farm under a long-term contract. Thus, the company secures access to a stable supply of green energy at a competitive, fixed price in the long term. For a RES investor, on the other hand, a long-term (typically concluded for 10–15 years) cPPA with an industrial customer provides a basis for applying for debt financing of the investment, i.e. makes the project “bankable”.

Why is industry interested in renewable energy? The main driving force behind this change is the climate policy of the European Union and the United Nations, implemented through a number of instruments designed to encourage and motivate countries and companies to take action towards decarbonization and sustainable development. However, the needs for change in the area of climate protection have long since ceased to be the domain of big politics, as they have translated into profound trends in consumer behavior and shifts in the value system of many societies, especially in developed countries. Controlling CO₂ emissions and shifting energy consumption to renewable sources has quickly become part of the best practice of first major and then smaller corporations and businesses. These best practices have quickly translated into the minimum standards, become part of a corporate CSR policy, and now appear as a central part of image and marketing messages. This is both a cause and effect of a profound global, and especially European, megatrend.

Starting from 2014, multinational corporations that feel a responsibility to implement the Paris Climate Accords have banded together in the RE-100 initiative, whose members have committed to meet 100% of their needs with renewable energy by 2050. Each, of nearly 300 organizations that have set this goal to date, must have a clear roadmap for achieving it, including well-defined milestones: 60% of energy consumption from RES by 2030 and 90% by 2040⁵⁶. Such initiatives are followed by legal solutions in the area of European law.

In Western European societies, the type of energy mix which is used to produce consumer goods is increasingly important. This means that in order to preserve existing markets or expand into foreign markets, Polish businesses

⁵⁶ <https://www.there100.org/technical-guidance>

lub zwiększenia ekspansji na rynki zagraniczne polskie podmioty gospodarcze będą musiały zapewnić, że wytwarzane przez nie produkty, także surowce, materiały i półprodukty w łańcuchu dostaw charakteryzują się możliwie najmniejszym śladem węglowym. Jednym z możliwych kierunków działania jest maksymalizowanie wykorzystania do procesów produkcyjnych energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych, co oznacza, że w kolejnych latach obserwowane będzie zwiększenie zapotrzebowania tego typu przedsiębiorstw na tanią energię ze źródeł odnawialnych.

Aby uczynić zadość oczekiwaniom społeczeństw państw europejskich i umożliwić konsumentom aktywny udział w transformacji energetycznej, Unia Europejska opracowuje metodykę określania wpływu określonych produktów i organizacji na środowisko naturalne, tak aby zrównoważona produkcja, zrównoważone funkcjonowanie organizacji i zrównoważone modele biznesowe stały się nową normą (Product and Organisation Environmental Footprint)⁵⁷. To podejście było testowane w latach 2013–2018 przy współpracy ponad 280 firm i organizacji z różnych branż⁵⁸. Kolejne kroki w tym kierunku zostały zapowiedziane w European Green Deal, gdzie założono, że firmy chcące funkcjonować w sposób zrównoważony będą zobowiązane wykazać swoje faktyczne oddziaływanie na środowisko w oparciu o jednolitą dla wspólnego rynku metodykę⁵⁹. Jednocześnie planowana jest rewizja EU Consumer Law⁶⁰, co w konsekwencji doprowadzi do poszerzenia zakresu obowiązującego w Unii Europejskiej od 2009 r. tzw. energy labelling o informację o rodzaju energii wykorzystanej do produkcji każdego dostępnego na rynku UE produktu.

Rosnąca presja ze strony sektora przemysłowego na zwiększenie wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych widoczna jest również w obszarze napływu do Polski inwestycji zagranicznych. Z obserwacji Ministerstwa Rozwoju, Pracy i Technologii wynika, iż dla rosnącej liczby potencjalnych inwestorów kluczowym aspektem jest dostęp do dużej ilości taniej, odnawialnej energii elektrycznej, a w wielu wypadkach aspekt ten decyduje o lokalizacji inwestycji. Dodatkowym czynnikiem, który ma znaczenie dla inwestorów zagranicznych, jest możliwość zapewnienia dostępu do energii odnawialnej z pominięciem sieci elektroenergetycznej (tzw. off-grid), czyli poprzez tzw. linię bezpośrednią, czyli linię łączącą bezpośrednio farmę wiatrową lub fotowoltaiczną z pobliskim zakładem przemysłowym, który energię tę od wytwórcy OZE odbiera na potrzeby zasilania swojej produkcji.

Równoległe postulaty zliberalizowania zasad lokalizowania elektrowni wiatrowych w Polsce (złagodzenie obowiązującej od 2016 r. zasady 10H) oraz umożliwienie budowy linii bezpośredniej zgłaszają też przedsiębiorstwa już funkcjonu-

will need to ensure that the products they produce, including raw materials, materials and intermediate products in the supply chain have the lowest possible carbon footprint. One possible course of action is to maximize the use of renewable energy for production processes, which means that the next few years will see an increase in the demand for low-cost renewable energy on the part of such companies.

In order to meet the expectations of European societies and to enable consumers to actively participate in the energy transition, the European Union is developing a methodology for determining the environmental impact of specific products and organizations, so that sustainable production, sustainable organizations and sustainable business models become the new norm (Product and Organisation Environmental Footprint)⁵⁷. This approach was tested between 2013 and 2018 with more than 280 companies and organizations from a variety of industries⁵⁸. Further steps in this direction were announced in the European Green Deal, where it has been assumed that companies wishing to operate in a sustainable manner will be required to demonstrate their actual environmental impact based on a uniform, market-wide methodology⁵⁹. At the same time, a revision of the EU Consumer Law⁶⁰ has been planned, which will consequently lead to extending the scope of the so-called energy labelling in force in the European Union since 2009, to include information on the type of energy used to manufacture every product available on the EU market.

Growing pressure from the industrial sector to increase the use of renewable energy is also evident in the area of foreign investment inflow to Poland. The observations of the Ministry of Development, Labour and Technology show that for a growing number of potential investors, the key aspect is access to a large amount of cheap, renewable energy, and in many cases this aspect determines the location of the project. An additional factor that is important for foreign investors is the possibility to provide access to renewable energy off-grid, i.e. through a line that directly connects a wind farm or photovoltaic farm with a nearby industrial plant which receives this energy from the RES producer for the purpose of supplying its own production.

Parallel postulates to liberalize the regulations pertaining to locating wind power plants in Poland (relaxing the 10H rule effective as of 2016) and to enable the construction of direct lines are also submitted by companies already operating in

⁵⁷ <https://ec.europa.eu/environment/eussd/smgp/index.htm>

⁵⁸ Wyniki fazy pilotażowej: https://ec.europa.eu/environment/eussd/smgp/PEFCR_OEFSR_en.htm

⁵⁹ <https://ec.europa.eu/environment/circular-economy/>

⁶⁰ https://ec.europa.eu/info/policies/consumers/consumer-protection/consumer-strategy_en#the-new-consumer-agenda

⁵⁷ <https://ec.europa.eu/environment/eussd/smgp/index.htm>

⁵⁸ Pilot phase results: https://ec.europa.eu/environment/eussd/smgp/PEFCR_OEFSR_en.htm

⁵⁹ <https://ec.europa.eu/environment/circular-economy/>

⁶⁰ https://ec.europa.eu/info/policies/consumers/consumer-protection/consumer-strategy_en#the-new-consumer-agenda

jące w Polsce, zarówno krajowe, jak i te z kapitałem zagranicznym, zwłaszcza przemysł energochłonny zrzeszony w ramach Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu⁶¹, który w obliczu rosnących cen energii, podnoszących koszty produkcji i zagrażających konkurencyjności polskiej produkcji, jak również w kontekście unijnej polityki klimatycznej oraz trendów światowych w kierunku zrównoważonego rozwoju (Porozumienie Paryskie z 2015 r.; inicjatywa RE-100⁶²) podejmuje działania na rzecz zarówno cenowej optymalizacji produkcji, jak i wdrożenia rozwiązań proekologicznych, które pozwolą mu zachować dotychczasowe rynki zbytu i rozwijać ekspansję na nowe rynki.

Europejskie trendy w zakresie cPPA i perspektywa dla Polski

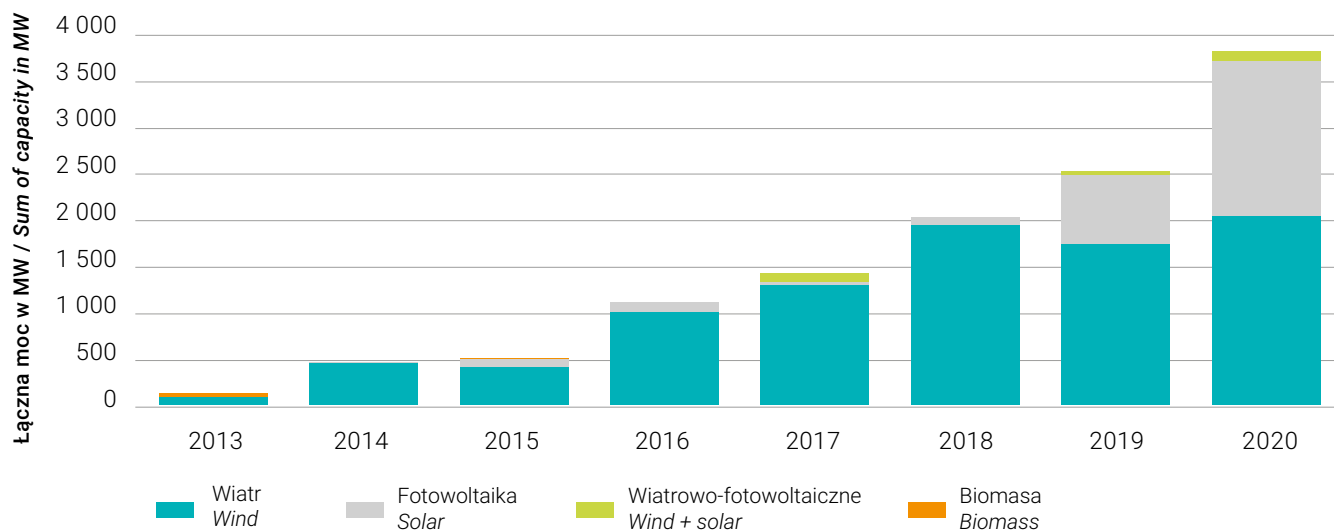
W Europie Zachodniej coraz liczniejsze są przykłady zawierania porozumień dot. sprzedaży energii ze źródeł odnawialnych między wytwórcą OZE i przemysłowym odbiorcą energii. Na koniec 2019 r. w ramach takich porozumień zaangażowane było łącznie 8 GW mocy OZE, z czego 85 proc. dotyczyło lądowych mocy wiatrowych⁶³.

Poland, both domestic and with foreign capital, especially those from the energy-intensive industry associated in the Electricity and Gas Recipients Forum⁶¹, which, in the face of rising energy prices that increase production costs and threaten the competitiveness of Polish manufacturing, as well as in the context of EU climate policy and global trends towards sustainable development (2015 Paris Agreement; RE-100 initiative⁶²) have taken actions aimed at both production price optimization and implementation of environmentally friendly solutions, which will allow them to keep on to their current markets and pursue expansion into new ones.

European cPPA trends and the perspectives for Poland

In Western Europe, there are more and more examples of renewable energy sales agreements between RES producers and industrial energy consumers. By the end of 2019, a total of 8 GW of renewable capacity was committed under such agreements, 85% of which applied to onshore wind capacity⁶³.

Wykres 18. cPPAs w regionie EMEA według technologii



Źródło: Wind Europe

Chart 18. EMEA corporate PPAs by technology

Source: Wind Europe

Korporacyjne umowy sprzedaży energii (cPPA) stają się coraz częściej podstawą rozwoju mocy wytwórczych OZE bez konieczności wsparcia publicznego. Długoterminowy kontrakt na odbiór energii przez wiarygodnego odbiorcę przemysłowego stanowi dla inwestora OZE podstawę do uzyskania finansowania swojej inwestycji i pozwala na realizację inwestycji w OZE, dzięki czemu przybywa odna-

Corporate power purchase agreements (cPPAs) are increasingly often becoming the basis for developing renewable generation capacity without public support. A long-term contract for energy to be received by a reliable industrial customer provides a basis for a RES investor to obtain financing for the project and allows for the execution of RES installations, thus increasing the amount of renewable

⁶¹ Kierunki działań FOEEiG i FORUMCO₂ nakreślone w oparciu o stanowiska przyjęte przez Radę Zarządzającą na XII Kongresie Programowo-Organizacyjnym Forów 28–29 listopada 2019 r. w Czeladzi.

⁶² <https://www.there100.org/>

⁶³ <https://resource-platform.eu/buyers-toolkit/>

⁶¹ Lines of action of FOEEiG and FORUMCO₂ outlined based on the positions adopted by the Governing Board at the 12th Forum Program and Organizational Congress, November 28–29, 2019 in Czeladź

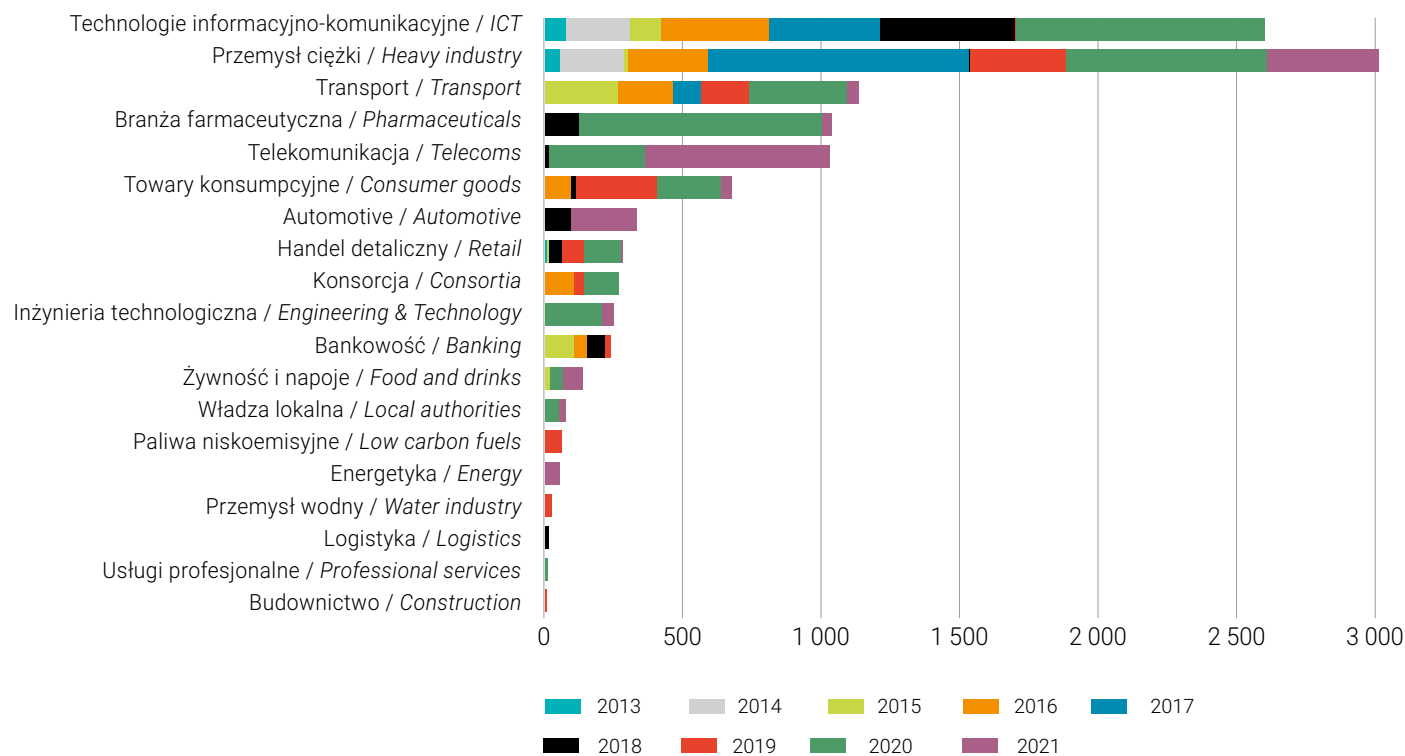
⁶² <https://www.there100.org/>

⁶³ <https://resource-platform.eu/buyers-toolkit/>

wialnych mocy wytwórczych w systemie. Z kolei odbiorca przemysłowy zyskuje gwarancję stabilności dostaw zielonej energii w długim terminie, po stałej cenie. O ile na początku po energię z OZE sięgały głównie firmy z sektora ICT, o tyle z czasem ten trend uległ zmianie. Z roku na rok rośnie wolumen zielonej energii kontraktowanej przez tradycyjnie pojmowany przemysł.

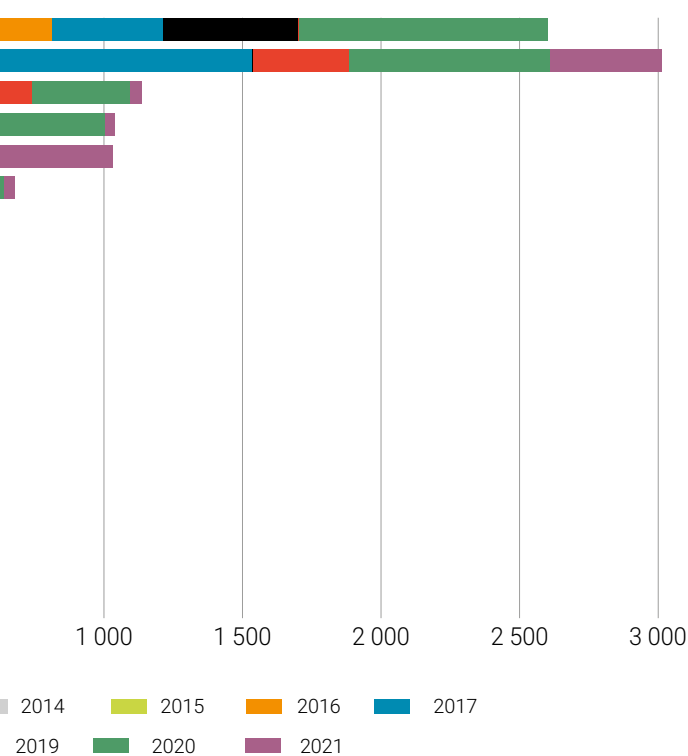
generation capacity in the system. In turn, the industrial customer gains a guarantee of long-term stability of green energy supply at a fixed price. While in the beginning it was mainly ICT companies that turned to renewable energy, this trend has changed over time. The volume of green energy contracted by traditional industry is growing every year.

Wykres 19. cPPAs w Europie według branży odbiorców energii



Źródło: WindEurope

Chart 19. cPPAs in Europe by the energy consumer industry



Source: WindEurope

Istnieje wiele wariantów korporacyjnych umów sprzedaży energii z OZE, przy czym podstawowe rozróżnienie dotyczy cPPA z fizyczną dostawą energii i tzw. wirtualnych cPPA, gdzie porozumienie ma charakter czysto finansowy i jest dla odbiorcy rodzajem hedgingu ceny, po jakiej nabywa energię na rynku⁶⁴. W wariantcie z fizyczną dostawą energii, przy zastosowaniu linii bezpośredniej (off-grid) wartość dodana polega z jednej strony na minimalizowaniu strat przesyłowych powstających przy przesyłaniu energii elektrycznej na duże odległości, z drugiej zaś na odciążeniu Krajowej Sieci Elektroenergetycznej dzięki bezpośredniemu połączeniu wytwórcy OZE z odbiorcą przemysłowym i funkcjonowaniu tej linii przesyłowej między podmiotami w charakterze off-grid. Co istotne, koszty wybudowania i obsługi tego połączenia w pełni pokrywają zainteresowane strony. Rozwiązanie to zmniejsza nakłady środków publicznych na inwestycje w moce wytwórcze OZE (mechanizmy wsparcia) oraz sieci elektroenergetyczne, zdejmując z operatorów koszty bilan-

There are many variants of corporate RES power purchase agreements, with a basic distinction being made between cPPAs with physical delivery of energy and the so-called virtual cPPAs, where the agreement is purely financial in nature and is a type of hedging for the customer of the price at which they purchase energy on the market⁶⁴. In the variant with physical energy supply, with the use of a direct line (off-grid), the added value consists, on the one hand, in minimizing transmission losses arising during long-distance transmission of electricity, and, on the other hand, in relieving the National Grid thanks to the direct connection of a RES producer with an industrial consumer and the functioning of this transmission line between entities as off-grid. Importantly, the costs of constructing and operating this connection are paid in full by the parties involved. This solution reduces the public expenditures on investments in RES generation capacities (support mechanisms) and power grids, relieves operators of the costs of balancing energy

⁶⁴ <https://resource-platform.eu/wp-content/uploads/files/state-ments/RE-Source-introduction-to-corporate-sourcing.pdf>

⁶⁴ <https://resource-platform.eu/wp-content/uploads/files/state-ments/RE-Source-introduction-to-corporate-sourcing.pdf>

sowania energii ze źródeł zmiennych i nie ogranicza możliwości przyłączeniowych dla innych mocy wytwórczych OZE, bowiem park wiatrowy czy farma fotowoltaiczna jest połączona z siecią wewnętrzną odbiorcy przemysłowego i produkowana przez nią energia ze źródeł odnawialnych jest bilansowana w ramach tej sieci. Ograniczenia w mocy przyłączeniowej w ramach Krajowego Systemu Elektroenergetycznego są przez branżę OZE wymieniane jako wąskie gardło dla dalszego rozwoju OZE tuż obok skomplikowanych i długotrwałych procedur administracyjnych w uzyskiwaniu decyzji środowiskowych i pozwoleń koniecznych dla realizacji inwestycji OZE. Dlatego warto podkreślać optymalizacyjny charakter omawianego wariantu cPPA z punktu widzenia potencjału przyłączania nowych wytwórców do KSE.

Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu oszacowało, że dla odbiorców w kraju zużywających ponad 10 GWh energii elektrycznej rocznie łączna roczna konsumpcja energii wynosi około 30–33 TWh i aż 20 proc. swojego zapotrzebowania odbiorcy energochłonni są w stanie zbilansować w ramach własnych sieci zakładowych. Zaangażowanie kontraktów cPPA w obsługę zapotrzebowania na energię elektryczną tego rzędu mogłoby przełożyć się na dodatkowe 1,2 GW mocy zainstalowanej w energetyce wiatrowej na lądzie (oraz 1,7 GW PV).

Aktualny stan rynku cPPA w Polsce

Do dnia publikacji naszego Raportu w Polsce ogłoszono zawarcie 11 porozumień typu cPPA, w tym 7 dla lądowej energetyki wiatrowej i 4 dla PV⁶⁵. Pierwszą tego typu umowę podpisano w 2018 r. między farmą wiatrową EWG Taczalin należącą do Grupy VSB a fabryką Mercedes Benz Manufacturing Poland. Z roku na rok umów cPPA przybywa, chociaż nie w tempie, które wynikałoby z potencjału rozwojowego OZE w Polsce oraz zapotrzebowania przemysłu na energię – według szacunków Forum Energii zakłady przemysłowe w Polsce konsumują około 67 TWh energii rocznie, co stanowi jedną trzecią krajowego zużycia.

Według upublicznionych informacji umowami cPPA są objęte instalacje łącznie o mocy 404,5 MW, z których aż 186 MW to farmy wiatrowe. Fenomen ten jest obserwowany także na rozwiniętych rynkach europejskich. Dotychczas większość europejskich porozumień podpisano w Norwegii, Szwecji oraz Wielkiej Brytanii – państwach o dużym potencjale dla rozwoju tej formuły m.in. ze względu na stabilne otoczenie regulacyjne, zaawansowany stan rynku OZE. Projekty wiatrowe, z reguły większe pod względem mocy zainstalowanej niż farmy fotowoltaiczne, pozwalały też odbiorcom energii zakontraktować duże wolumeny energii w pojedynczych transakcjach. W Polsce o atrakcyjności wiatru na lądzie dodatkowo decyduje jego cenowa konkurencyjność. Dla przemysłu energochłonnego, konsumującego duże wolumeny energii stosunkowo stabilne w długiej perspektywie czasowej, opłacalna jest długoterminowa transakcja gwarantująca dostęp do konkurencyjnej cenowo, czystej energii z wiatru.

⁶⁵ RE-Source Poland Hub

from variable sources and does not limit the connection possibilities for other RES generation capacities, because a wind park or a photovoltaic farm is connected to the internal grid of an industrial customer and the energy from renewable sources produced is balanced within this grid. Limitations in connection capacity within the National Grid System (KSE) are mentioned by the RES industry as a bottleneck for further development of RES, right next to complicated and lengthy administrative procedures in obtaining environmental decisions and permits necessary for the execution of RES projects. Therefore, it is worth emphasizing the optimizing nature of the discussed cPPA option from the perspective of the potential to connect new producers to the KPE.

The Electricity and Gas Consumers' Forum estimated that for consumers in the country consuming more than 10 GWh of energy per year, the total annual energy consumption is about 30-33 TWh and energy-intensive consumers are able to balance as much as 20% of their demand within their own company grids. Using cPPAs to meet power demand of this magnitude could translate into an additional 1.2 GW of onshore wind capacity (and 1.7 GW of PV).

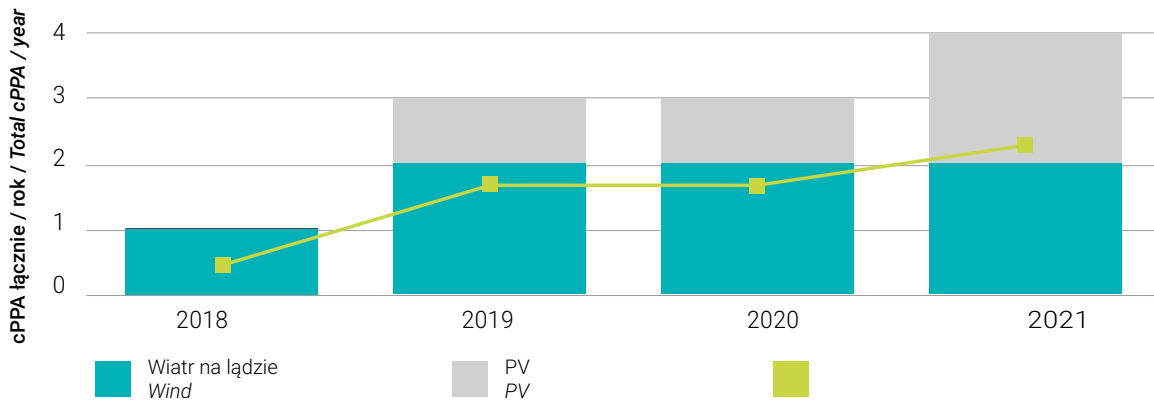
Current state of the cPPA market in Poland

By the date of publishing this Report, 11 cPPAs had been announced in Poland, including 7 for onshore wind and 4 for PV⁶⁵. The first such agreement was signed in 2018 between the VSB Group's EEC Taczalin wind farm and Mercedes Benz Manufacturing Poland. The number of cPPAs has been growing year by year, although not at the pace implied by the RES development potential in Poland and the industry's demand for energy – according to Energy Forum estimates, industrial plants in Poland consume approximately 67 TWh of energy annually, which is one third of the national consumption.

According to publicly available information, cPPAs cover a total of 404.5 MW of installations, of which 186 MW are wind farms. This phenomenon can also be observed in developed European markets. To date, most European agreements have been signed in Norway, Sweden and Great Britain - countries with great potential for development of this formula, e.g. due to stable regulatory environment and advanced state of the RES market. Wind projects, generally larger in terms of installed capacity than PV farms, also allowed energy consumers to contract large volumes of energy in single transactions. In Poland, the attractiveness of onshore wind is additionally determined by its price competitiveness. For energy-intensive industries that consume large and relatively stable energy volumes over the long time horizon, a long-term deal that guarantees access to cost-competitive, clean wind power is viable.

⁶⁵ RE-Source Poland Hub

Wykres 20. Rozwój cPPA w Polsce



Źródło: Fundacja RE-Source Poland Hub

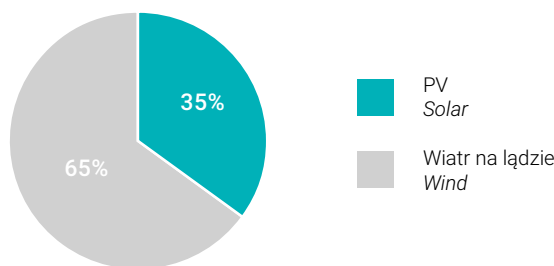
Chart 20. cPPA development in Poland

Source: RE-Source Poland Hub

Warto przeanalizować, jakie branże w Polsce sięgają po energię z OZE. Prawdopodobnie największa jak dotąd rynkowa transakcja to ta ogłoszona na początku ubiegłego roku przez producenta stali CMC Poland oraz Statkraft – norweskiego giganta w zakresie produkcji energii z OZE. Jakkolwiek strony nie ujawniły wolumenu zakontraktowanej energii, to możemy przyjąć, że był on pokaźny, zważywszy że CMC, czyli Huta Zawiercie, jest jednym z największych konsumentów energii w Polsce, a zawarte porozumienie ma pokryć w perspektywie 10 lat 20 proc. jej rocznego zapotrzebowania.

It is worth analyzing which industries in Poland use energy from RES. Probably the largest market transaction so far is the one announced early last year by steel producer CMC Poland and Statkraft, the Norwegian giant in renewable energy production. Although the parties did not disclose the volume of contracted energy, we may assume that it was substantial, considering that CMC, i.e. Huta Zawiercie steelworks, is one of the largest energy consumers in Poland, and the agreement is to cover 20% of its annual demand within 10 years.

Wykres 21. cPPA w Polsce – łączna zakontraktowana moc oraz w podziale według technologii



Źródło: RE-Source Poland Hub

Chart 21. cPPAs in Poland – contracted capacity by generation technology



Źródło: RE-Source Poland Hub

Patrząc od strony typologii zawieranych na polskim rynku umów cPPA, warto zauważyć, że zdecydowanie dominują kontrakty finansowe (wirtualne), czyli te, w których odbiorca kupuje energię bezpośrednio z rynku, a korporacyjne porozumienie z wytwórcą OZE to de facto hedging ceny w długim terminie oraz gwarancja zielonego pochodzenia. Spośród 11 cPPAs zawartych na polskim rynku zaledwie 3 (albo 4) to umowy z fizyczną dostawą energii. Jest to szczególnie widoczne wśród wiatrowych cPPA. Pierwszy cPPA z fizyczną dostawą zawarty w roku 2020 między WPD Polska a opera-

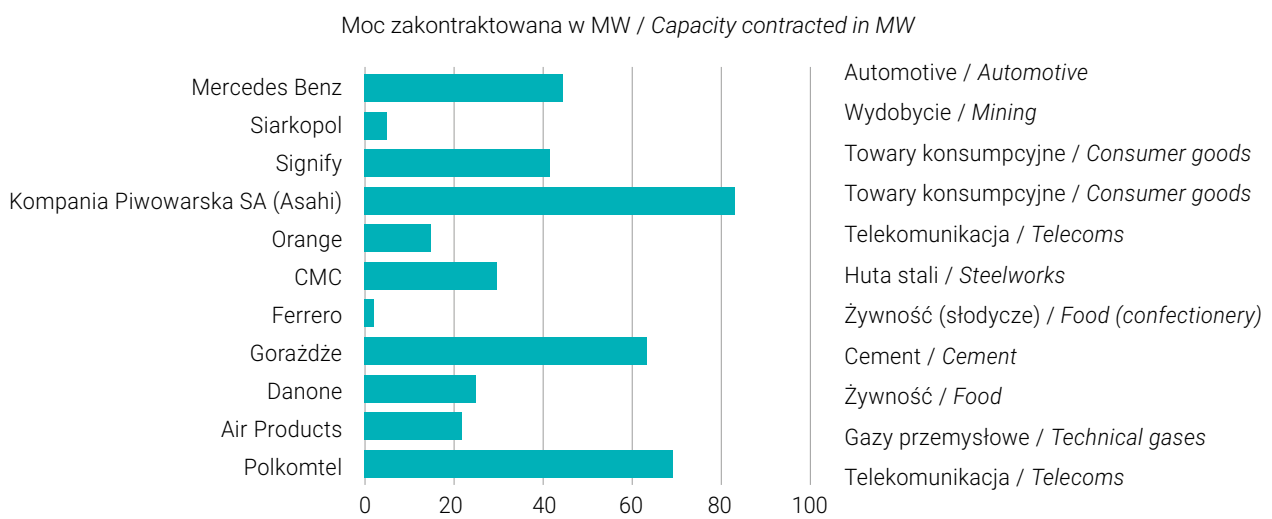
Looking at the typology of cPPAs concluded on the Polish market, it is worth noting that it is dominated by financial (virtual) contracts, i.e. those in which the customer buys energy directly from the market, while the corporate agreements with a RES producer are basically a form of price hedging in the long term and a guarantee of green origin. Out of 11 cPPAs concluded on the Polish market, only 3 (or 4) are agreements with physical delivery of energy. This is particularly evident in the case of wind cPPA. The first cPPA with physical delivery concluded in 2020 between WPD Poland

torem sieci komórkowej Orange odbił się na rynku szerokim echem. Rolę podmiotu „spinającego” transakcję w tzw. modelu sleeved cPPA wzięła na siebie Enefit Polska – spółka córka estońskiego Esti Energija, dynamicznego gracza na rynku OZE w państwach nadbałtyckich. Na drugi wiatrowy cPPA z fizyczną dostawą na polskim rynku musieliśmy czekać rok; w lutym 2021 r. podpisanie porozumienia ogłosiły Danone oraz Green Investment Group, fundusz, który ma już wcześniejsze doświadczenie w zawieraniu cPPA z korporacją produkującą dobra konsumpcyjne. W 2019 r. podpisał cPPA z producentem oświetlenia Signify Poland. Było to jednak porozumienie o charakterze wirtualnym.

and mobile operator Orange has resonated strongly with the market. The sleeving service in the sleeved cPPA was provided by Enefit Polska – a subsidiary of Esti Energija, a dynamic Estonian player in the RES market in the Baltic countries. We had to wait a year for the second wind sleeved cPPA in the Polish market; in February 2021, the signing of the agreement was announced by Danone and Green Investment Group, a fund that has previous experience in concluding cPPAs with the consumer goods corporation. In 2019, the fund signed a cPPA with a lighting manufacturer – Signify Poland. That, however, was a virtual agreement.

Wykres 22. cPPA w Polsce według firm i branż

Chart 22. cPPAs in Poland – by firms and branches



Źródło: RE-Source Poland Hub

Source: RE-Source Poland Hub

Warto też zwrócić uwagę, że rozwój nowej mocy wytwórczych OZE w oparciu o cPPA jest mniej dynamiczny, niż można by się spodziewać, szczególnie w odniesieniu do cPPA z lądową energetyką wiatrową. Większość zawartych porozumień dotyczy instalacji działających, uruchomionych w ramach krajowego systemu wsparcia OZE, zielonych certyfikatów czy systemu aukcyjnego. Mamy do czynienia tylko z jednym przypadkiem projektu wiatrowego, który jest rozbudowywany w oparciu o korporacyjną umowę sprzedaży. Mowa o należącym do Innogy projekcie Nowy Staw, który powstał w reżimie zielonych certyfikatów, a podpisany z Kompanią Piwowarską (ASAHI) 10-letni cPPA pozwala na jego rozbudowę o dodatkowe 11 MW. To pierwsze nowe moce wiatrowe w Polsce, które powstają wyłącznie na bazie cPPA, bez jakiegokolwiek wsparcia ze środków publicznych.

It is also worth noting that the development of new RES generation capacity based on cPPAs has been less dynamic than one might expect, especially with respect to onshore wind cPPAs. The majority of concluded agreements regard operating installations launched under the national RES support system, green certificates, or the auction system. We have only one case of a wind project that is being developed through a corporate sales agreement. The project in question is Innogy's Nowy Staw, which was built under the green certificate regime, and the 10-year cPPA signed with Kompania Piwowarska (ASAHI) allows for expanding it by additional 11 MW. This is the first new wind capacity in Poland to be developed solely on a cPPA basis, without any public support.

Jakkolwiek rozwój rynku cPPA w Polsce z roku na rok przyspiesza, dynamika przyrostu kontraktowanych ilości energii i budowanych w oparciu o nie instalacji jest niska. Zarówno strona wytwórcza, jak i odbiorcy energii są żywo zainteresowani wykorzystaniem tej formuły obrotu energią, otwierającej dla tych ostatnich drogę do dekarbonizacji i zapewnienia konkurencyjności w oparciu o czystą, zieloną

Although the development of the cPPA market in Poland has been accelerating from year to year, the growth dynamics of contracted energy volumes and of the installations built on their basis remains low. Both energy producers and consumers have a strong interest in using this energy trading formula, opening the way for the latter to decarbonize and ensure competitiveness based on clean, green energy. It is

energię. Dla zakładów przemysłowych w Polsce jest to tyle istotne, że wchodzi w skład międzynarodowych łańcuchów dostaw, które wymuszają szybkie zastępowanie wysokoemisyjnych źródeł zużywanej energii zielonymi. Presja ze strony zamawiających jest duża. Aby zachować dotychczasowe rynki i eksplorować nowe, polski przemysł musi stawać się coraz bardziej „zielony”.

Opisane wyżej procesy wpisują się w szeroki kontekst transformacji energetycznej i gospodarczej, z którą mamy do czynienia w Unii Europejskiej, zwłaszcza w ramach Europejskiego Green Deal. Aby sprostać wyzwaniom współczesności, Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej powołało w 2019 r. Fundację RE-Source Poland Hub⁶⁶, która jest platformą współpracy między branżą OZE i przemysłem. Strony współdziałają na rzecz zniesienia ograniczeń dla rozwoju rynku cPPA oraz wdrożenia rozwiązań, które będą go wspierać. Inicjatywa ta cieszy się coraz większym zainteresowaniem zarówno ze strony bezpośrednich interesariuszy – wytwórców OZE i odbiorców energii, jak i decydentów, którzy w obliczu spowolnienia gospodarczego wywołanego COVID-19 mają wyjątkową okazję przededefiniowania swojego podejścia do transformacji energetycznej i gospodarczej Polski w kierunku zeroemisyjnej gospodarki obiegu zamkniętego.

even more important for industrial plants in Poland, as they are part of international supply chains, which force quick replacement of high-carbon energy sources with green ones. The pressure from energy consumers is high. In order to preserve existing markets and explore new ones, Polish industry must become increasingly green.

The above-mentioned processes are part of a broad context of energy and economic transformation that we have been facing in the European Union, especially within the framework of the European Green Deal. To meet the challenges of today, the Polish Wind Energy Association established in 2019 RE-Source Poland Hub Foundation⁶⁶, which is a platform of cooperation between the RES sector and the industry. The parties to the foundation work together to remove restrictions on the development of the cPPA market and to implement solutions that will support it. The initiative is attracting increasing interest from both direct stakeholders – ES generators and energy consumers – and policy makers who, in the face of the COVID-19-induced economic downturn, have a unique opportunity to redefine their approach to Poland's energy and economic transformation towards a zero-carbon closed-loop economy.

7 Rentowność projektów wiatrowych

7.1. Charakterystyka inwestycji w energetykę wiatrową – opis rynku

Do 2015 r. przyrost mocy w energetyce wiatrowej wynosił po kilkaset MW rocznie, zaś w 2016 r. oddano do użytku elektrownie wiatrowe o łącznej mocy ponad 1,2 GW. Z tej puli blisko 1,1 GW zrealizowano w pierwszej połowie 2016 r., natomiast pozostałe 147 MW zostały oddane w drugiej połowie roku i prawdopodobnie były to projekty, które nie zdążyły z oddaniem do użytkowania w pierwszej połowie 2016 r., przez co nie są uprawnione do otrzymania zielonych certyfikatów. Przyrost mocy w energetyce wiatrowej od 2017 r. wyraźnie spowolnił ze względu na rozpoczęcie prac nad wprowadzaniem nowego mechanizmu wsparcia aukcyjnego oraz związaną z tym niepewność regulacyjną. W ciągu 3 lat, od 2017 do 2019 r., przyrost mocy wyniósł zaledwie 110 MW. Od 2020 r. zwiększa się dynamika rozwoju energetyki wiatrowej. W całym roku oddano do użytku elektrownie o łącznej mocy 430 MW, z czego 307 MW w jego drugiej połowie. Trwająca właśnie budowa zwycięskich projektów biorących udział w aukcjach 2018–2020 znacznie przyspieszy przyrost mocy w najbliższych latach.

Profitability of wind projects

7.1. Characteristics of investments in wind energy – about the market

By 2015, the increase in wind power capacity amounted to several hundred MW per year, and in 2016, wind farms with a capacity of over 1.2 GW were commissioned. Out of this pool, nearly 1.1 GW were commissioned in the first half of 2016, while the remaining 147 MW were commissioned in the second half of the year and those were probably projects that were not put into operation on time in the first half of 2016 and therefore are not entitled to receive green certificates. The increase in wind energy capacity since 2017 has slowed down markedly due to the commencement of works on a new auction support mechanism and the related regulatory uncertainty. In 3 years-period from 2017 to 2019, the capacity increase was only 110 MW. Since 2020, the dynamics of wind energy development has been increasing. In the full year were completed power plants with a total capacity of 430 MW, of which 307 MW in the second half. The ongoing construction of the winning projects participating in the 2018-2020 auctions will significantly accelerate the capacity increase in the coming years.

⁶⁶ <http://resourcepoland.pl/>

⁶⁶ <http://resourcepoland.pl/>

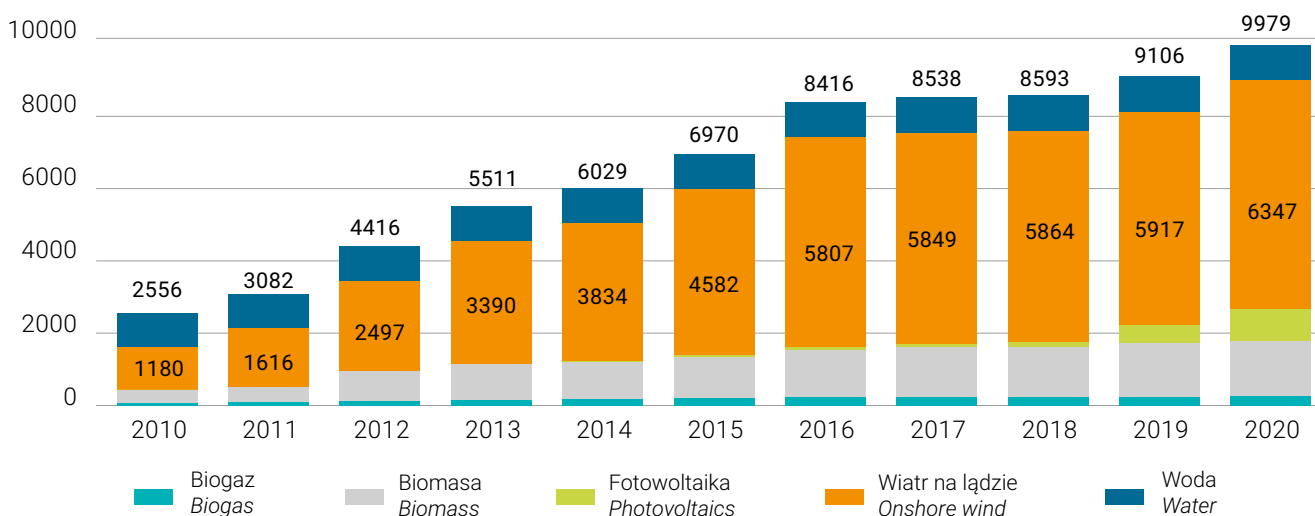
Tabela 8. Moc zainstalowana w elektrowniach wiatrowych w Polsce

Dane w MW / Data in MW	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Zainstalowana moc / Installed capacity	1180	1616	2497	3390	3834	4582	5807	5849	5864	5917	6347
Przyrost w okresie / Growth over the period	456	436	880	893	444	748	1225	41	16	53	430
zmiana r./r. / yoy change	63%	37%	54%	36%	13%	20%	27%	1%	0%	1%	7%

Źródło: URE

Table 8. Capacity installed in wind farms in Poland

Source: The URE

Wykres 23. Moc zainstalowana OZE w podziale na poszczególne technologie [MW]

Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych URE

Chart 23. Installed RES capacity broken down by individual technologies [MW]

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

Rozwój niemal wszystkich pozostałych odnawialnych źródeł energii wyraźnie spowolnił w okresie 2017–2019. Wyjątkiem były elektrownie słoneczne. Zgodnie z danymi URE, na koniec 2020 r. zainstalowana moc w elektrowniach na biogaz wyniosła 255,7 MW, w elektrowniach na biomasę 1513 MW, w elektrowniach fotowoltaicznych 887,4 MW, zaś w elektrowniach wodnych 976,0 MW. Całkowita zainstalowana moc w odnawialnych źródłach energii na koniec 2020 r. wyniosła 9979 MW w porównaniu z 8241 MW z 30 kwietnia 2016 r. (ostatni dzień uprawniający do uczestnictwa w systemie zielonych certyfikatów). Zatem w ciągu ponad 4 lat przyrost mocy w OZE wyniósł 1738 MW, czyli niewiele więcej niż w samym pierwszym półroczu 2016 r., kiedy zanotowano wzrost na poziomie 1271 MW. Co więcej, za blisko połowę przyrostu w ostatnich latach odpowiadają elektrownie fotowoltaiczne – ich moc zainstalowana wzrosła w tym czasie o 796 MW.

Z kolei, jak podaje Agencja Rynku Energii, łączna moc zainstalowana w OZE na koniec grudnia 2020 r. wyniosła 12 490 MW wobec 9546 MW na koniec 2019 r., co oznacza przyrost aż o ponad 30 proc. r./r. W 2020 r. moc zainstalowana w elektrowniach wiatrowych wzrosła o 491 MW, do 6402 MW, co stanowi ponad 50-proc. udział w łącznej mocy zainstalowanej w OZE. Największy przyrost mocy zainstalowanej w OZE wynikał z szybkiego rozwoju fotowoltaiki – jeszcze na koniec 2019 r. moc zainstalowana w tym źródle

The development of almost all other renewable energy sources clearly slowed down in the period 2017–2019. Solar power plants were an exception. According to data from the URE at the end of 2020, the installed capacity in biogas power plants was 255.7 MW, in biomass power plants 1,513 MW, in photovoltaic power plants 887.4 MW, and in hydroelectric power plants 976.0 MW. The total installed capacity in renewable energy sources at the end of 2020 was 9,979 MW compared to 8,241 MW as of June 30, 2016 (the last day entitling to participation in the green certificates system). Thus, over 4 years, the increase in RES capacity amounted to 1,738 MW, which is slightly more than in the first half of 2016, when an increase of 1,271 MW was recorded. Moreover, photovoltaic power plants are responsible for nearly half of the increase in recent years – their installed capacity increased by 796 MW during that period.

In turn, according to the Energy Market Agency, the total installed capacity in RES at the end of December 2020 was 12,490 MW compared to 9,546 MW at the end of 2019, which means an increase of over 30% y/y. In 2020 installed capacity in wind farms increased by 491 MW to 6,402 MW, which is over 50% of the total installed capacity in RES. The largest increase in the installed capacity in RES resulted from the rapid development of photovoltaics – at the end of 2019, the installed capacity in this source was 1,529 MW, to

wynosiła 1529 MW, by w 2020 r. wzrosnąć aż o 2431 MW, do poziomu 3960 MW na koniec 2020 r.

Przeprowadziliśmy wśród członków PSEW badanie opinii na temat perspektyw rozwoju polskiego rynku oraz najważniejszych barier do usunięcia w sektorze energetyki wiatrowej. Niemal wszyscy ankietowani za największą barierę rozwojową postrzegają obowiązującą regułę 10H. Wśród innych kwestii wymieniane były m.in. niski potencjał przyłączeniowy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, niska stabilność prawa regulującego OZE oraz trudności związane z zabezpieczaniem źródeł przychodów (rozwój cPPA, wydłużenie okresu wsparcia w aukcji).

7.2. Nakłady inwestycyjne

Koszt wybudowania 1 MW mocy spadał od początku rozwoju energetyki wiatrowej z uwagi na postęp technologiczny oraz rosnącą konkurencję wśród dostawców turbin. W obecnie realizowanych projektach w Polsce tendencję tę wspiera przejściowo także wykorzystywanie starszych typów turbin, które z biegiem czasu stają się coraz tańsze. W Polsce najczęściej instaluje się turbiny o mocy 2–3 MW, a rzadko stosuje się

increase by as much as 2,431 MW in 2020 to 3,960 MW at the end of 2020.

We conducted an opinion poll among the PSEW members on the development prospects on the Polish market and the most important barriers to be removed in the wind energy sector. Almost all respondents perceive the 10H rule as the biggest development barrier. Among other issues mentioned were, among others, low grid connection potential, low stability of the RES law regulations, and difficulties related to revenue hedging (cPPA development, an extension of the support period in the auction).

7.2. Capital expenditures

The cost of building 1 MW of capacity has been falling since the beginning of wind energy development due to technological progress and increasing competition among turbine suppliers. In currently implemented projects in Poland, this tendency is also temporarily supported by the use of older types of turbines, which are becoming cheaper over time. In Poland, turbines with a capacity of 2–3 MW are most often

W większości inwestycji realizowanych obecnie w Polsce z naszym udziałem instalowane są turbiny o mocy 2 MW i średnicy wirnika 114 m. Oprócz tego modelu pojawiają się turbiny o mocy >2,5 MW ze średnicami wirnika 126 m i 134 m. W zależności od położenia ich modelowa produktywność wynosi 3000–3300 godzin w roku. Są to jednak projekty ze starymi pozwoleniami na budowę i dopóki obowiązuje zasada 10H nie będzie możliwości zamontowania nowszych typów turbin. Jesteśmy jednym z ostatnich krajów, gdzie taki sprzęt jest instalowany.

Natomiast poza Polską Siemens Gamesa zawarła umowy na ponad 2 GW nowych instalacji z turbinami o mocy >5,0 MW i średnicy wirnika 155 lub 170 m, które będą instalowane w najbliższych kwartałach. Osiągają one nawet o kilkanaście punktów procentowych lepszą produktywność w porównywalnych warunkach środowiskowych. W efekcie tę samą moc instalacji możemy uzyskać przy dwu-, trzykrotnie mniejszej liczbie turbin, co przekłada się również na lepsze parametry inwestycyjne i niższe koszty eksploatacji. Liczymy, że reguła 10H zostanie szybko złagodzona, co umożliwi także polskim inwestorom dostęp do najnowocześniejszych technologii.

Wyniki aukcji w latach 2018–2020 nadały rozwojowi branży nową dynamikę. Znaczna konkurencja cenowa zmusiła deweloperów do silnej optymalizacji projektów i poprawy ich innowacyjności w ramach istniejących ograniczeń. Przełoży się to na wyższą efektywność przyszłych elektrowni. Sądzę, że ważny impuls dla rozwoju energetyki wiatrowej stworzą w przyszłości magazyny energii. Dzięki nim dostawy energii mogłyby odbywać się w bardziej przewidywalny sposób, w porach zapewniających wyższe ceny i niższe koszty profilu. Natomiast ryzyko pozostaje w sferze politycznych decyzji i ograniczeń, które mogą utrudniać rozwój rynku. Dodatkowo przewiduję, że czynnikiem niekorzystnym może okazać się wzrost kosztów surowców wykorzystywanych do produkcji turbin, przekładający się na wzrost kosztów inwestycji.



Paweł Przybylski

Dyrektor zarządzający / *Managing Director*
Siemens Gamesa Renewable Energy

In the majority of the projects with our participation currently under development in Poland, turbines with a capacity of 2 MW and rotor diameter of 114 m are installed. In addition to this model, there are turbines with power output >2.5 MW and rotor diameters of 126 m and 134 m. Depending on the location, their model productivity is 3,000–3,300 hours per year. However, these are projects with old building permits and as long as the 10H rule is in effect, there will be no opportunity to install newer types of turbines. Poland is one of the last countries to have this kind of machinery installed.

Outside of Poland, Siemens Gamesa has contracts for more than 2 GW of new plants with >5.0 MW turbines and rotor diameters of 155 or 170 m, which will be installed in the coming quarters. They can achieve up to a dozen-or-so percentage points better productivity under comparable environmental conditions. As a result, the same plant capacity can be achieved with two to three times fewer turbines, which also translates into better investment parameters and lower operating costs. We hope that the 10H rule will be soon softened, which will also allow Polish investors to access state-of-the-art technologies.

The 2018–2020 auction results have given a new drive to the development of the industry. Considerable price competition has forced developers to strongly optimize projects and improve their innovativeness within existing constraints. This will translate into higher efficiency of future power plants. I think that energy storage facilities will provide an important boost for wind energy development in the future. They would allow energy supply to take place in a more predictable manner, at times that provide higher prices and lower profile costs. Risk, on the other hand, remains in the realm of political decisions and regulations that may hinder market development. Additionally, I expect that an increase in the cost of raw materials used to manufacture turbines, translating into an increase in investment costs, may prove to be an unfavorable factor.

bardziej efektywne turbiny o jednostkowej mocy przekraczającej 5 MW. Produktivność większych turbin jest wyższa nawet o kilkanaście punktów procentowych w podobnych warunkach środowiskowych, lecz te wymagają wyższych wież, mają większą średnicę rotora i w związku z tym, przy obecnych uwarunkowaniach prawnych i limicie odległości 10H praktycznie nie ma możliwości ich instalowania. Wprawdzie średnia produktivność starszych modeli turbin na przestrzeni ostatnich lat nieznacznie wzrosła (do około 3,0–3,3 GWh z 1 MW rocznie), jednak turbiny te nie są w stanie zbliżyć się do produktivności oferowanych przez nowsze, większe jednostki.

Ceny turbin niższej mocy spadły poniżej 1 mln EUR na 1 MW. Pozwolenia na budowę obecnie realizowanych farm wiatrowych zostały wydane jeszcze przed wejściem w życie przepisów o limicie 10H. Opierają się zatem na ówczesnie dostępnych technologiach, w przypadku których moc jednej turbiny zazwyczaj nie przekracza 3 MW. Obecnie na rynku oferowane są turbiny o mocy przekraczającej 5 MW i średnicy rotora sięgającej 170 m, które charakteryzują się większą wydajnością, ale także wyższym kosztem inwestycji w przeliczeniu na 1 MW mocy i w rezultacie niższym wyrównanym kosztem energii (LCOE). Złagodzenie zasady 10H umożliwiłoby powstanie nowych projektów w oparciu o aktualne uwarunkowania technologiczno-ekonomiczne. Wiązałoby się to ze wzrostem nakładów w przeliczeniu na 1 MW mocy ze względu na możliwość zastosowania droższych turbin, ale z zainstalowanej mocy możliwe byłoby wyprodukowanie większej ilości tańszej energii elektrycznej.

Wyniki ankiety przeprowadzonej wśród członków PSEW wskazują, że średnia wysokość całkowitych nakładów inwestycyjnych w przeliczeniu na 1 MW wynosi około 1,3–1,4 mln EUR. Przeanalizowaliśmy nakłady inwestycyjne projektów wiatrowych będących obecnie w fazie dewelopmentu lub budowy o planowanej mocy od kilkunastu do kilkudziesięciu MW na projekt. Według naszych szacunków oczekiwane łączne nakłady inwestycyjne na 1 MW mocy zainstalowanej wynoszą około 6,7 mln PLN⁶⁷. Największy składnik tej kwoty stanowią turbiny wiatrowe. Istotną pozycją jest także zakup praw do projektu (projektowanie) oraz nakłady związane z okablowaniem i przyłączeniem do sieci. Sama wartość opłaty przyłączeniowej na rzecz operatora systemu dystrybucyjnego stanowi około 3 proc. wartości projektu. Przeciętną strukturę wydatków przedstawia poniższa tabela.

Tabela 9. Szacowane nakłady inwestycyjne na 1 MW mocy zainstalowanej

Średnie nakłady inwestycyjne na 1 MW mocy zainstalowanej <i>Average investment outlays per 1 MW of installed capacity</i>	mIn PLN <i>PLN million</i>	Udział % <i>Share %</i>
Turbiny / <i>Turbines</i>	4,0	60
Przygotowanie / Zakup praw do projektu <i>Preparation / Purchase of project rights</i>	1,0	14

⁶⁷ Szacowany koszt 1 MW mocy zainstalowanej wynosi obecnie około 1,5 mln EUR. Na potrzeby analizy przyjęliśmy kurs EUR/PLN na poziomie 4,50.

installed, and more efficient turbines with a unit capacity exceeding 5 MW are rarely used. The productivity of larger turbines is even a dozen or so percentage points higher under similar environmental conditions, but these require taller towers, have a larger rotor diameter, and therefore, under the current legal conditions and the 10H distance limit, it is practically impossible to install them. Although the average productivity of older turbine models has increased slightly over the last few years (to about 3.0-3.3 GWh from 1 MW per year), these turbines are not able to come close to the productivity offered by newer, larger units.

The prices of lower capacity turbines dropped below EUR 1 million per MW. Permits for the construction of currently implemented wind farms were issued before the entry into force of the 10H distance limit regulations. Therefore, they are based on technologies available at that time, where the power of one turbine usually does not exceed 3 MW. Currently, the market offers turbines with a capacity exceeding 5 MW and a rotor diameter of up to 170 meters, which are characterized by higher efficiency, but also a higher investment cost per 1 MW and, as a result, a lower leveled cost of energy (LCOE). Easing of the 10H rule would enable the creation of new projects based on the current technological and economic conditions. This would entail an increase in expenditure per 1 MW of power due to the possibility of using more expensive turbines, but it would be possible to produce more and cheaper energy from the installed power.

The results of the survey conducted among PWEA members indicate that the average amount of total investment expenditure per 1 MW is approximately EUR 1.3-1.4 million. We have analysed the capital expenditure of wind farm projects that are currently under development or construction, with a planned capacity of several to several dozen MW per project. According to our estimates, the expected total investment expenditures per 1 MW of installed capacity amount to approx. PLN 6.7 million⁶⁷. Wind turbines constitute the largest component of this amount. An important item is also the purchase of project rights (preparation) and expenditure related to cabling and connection to the grid. The value of the connection fee for the distribution system operator alone amounts to approximately 3% of the project value. The average structure of expenses is presented in the table below.

Table 9. Estimated investment outlays per 1 MW of installed capacity

Średnie nakłady inwestycyjne na 1 MW mocy zainstalowanej <i>Average investment outlays per 1 MW of installed capacity</i>	mIn PLN <i>PLN million</i>	Udział % <i>Share %</i>
Turbiny / <i>Turbines</i>	4,0	60
Przygotowanie / Zakup praw do projektu <i>Preparation / Purchase of project rights</i>	1,0	14

⁶⁷ The estimated cost of 1 MW of installed capacity is currently around EUR 1.5 million. For the purposes of the analysis, we assumed the EUR/PLN exchange rate at 4.50.

Średnie nakłady inwestycyjne na 1 MW mocy zainstalowanej Average investment outlays per 1 MW of installed capacity	mln PLN PLN million	Udział % Share %
GPZ i okablowanie / GPZ and cabling	0,9	13
Prace budowlane / Construction works	0,5	7
Opłata przyłączeniowa / Connection fee	0,2	3
Pozostałe / Others	0,2	3
Łącznie / Total	6,7 ⁶⁸	100

Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

Source: Baker Tilly TPA own study

Koszt turbin zwykle denominowany jest w EUR z uwagi na fakt, że największymi ich dostawcami są producenci z krajów Europy Zachodniej (głównie Dania – Vestas, Niemcy – Siemens Gamesa). Dlatego w przypadku budowy elektrowni wiatrowej z punktu widzenia polskiego inwestora powstaje ryzyko kursowe; warto jednak dodać, że coraz więcej ofert na dostawę turbin oferuje możliwość zabezpieczenia kursu waluty obcej, tj. zapewnienia stałej ceny wyrażonej w PLN.

The cost of turbines is usually denominated in EUR due to the fact that their largest suppliers are producers from Western Europe (mainly Denmark – Vestas, Germany – Siemens Gamesa). Therefore, in the case of building a wind farm, from the point of view of the Polish investor, there is an exchange rate risk. However, it is worth adding that more and more offers for the supply of turbines offer the possibility of hedging the foreign currency exchange rate, i.e., securing a fixed price expressed in PLN.

Prawidłowe oszacowanie wysokości nakładów inwestycyjnych ma kluczowy wpływ na późniejszą rentowność projektu, zwłaszcza w kontekście aukcji. To przede wszystkim wysokość nakładów inwestycyjnych (w mniejszej części koszt późniejszej eksploatacji) wpływa na oferowaną przez inwestorów cenę sprzedaży energii w systemie aukcyjnym przy uwzględnieniu zakładanego poziomu rentowności. Optymalnym rozwiązaniem jest oferowanie na aukcji ceny pokrywającej całkowitą wysokość wydatków – tych poniesionych i przewidywanych do poniesienia w związku z realizacją projektu. Zasadne w przypadku niektórych inwestorów będzie także złożenie oferty z ceną pokrywającą jedynie przyszłe nakłady i koszty eksploatacji wraz z odpowiednią stopą zwrotu (zignorowanie kosztów utopionych – nakładów poniesionych do momentu uzyskania prawomocnego pozwolenia na budowę).

Correct estimation of the amount of investment expenditure has a key impact on the subsequent profitability of the project, especially in the context of an auction. It is primarily the amount of investment outlays (to a lesser extent, the cost of subsequent operation) that affects the energy selling price offered by investors in the auction system, considering the assumed profitability level. The optimal solution is to offer an auction price covering the total amount of expenses – those incurred and expected to be incurred in connection with the implementation of the project. It is reasonable for some investors to submit an offer with a price covering only future expenditures and operating costs with an appropriate rate of return (ignoring sunk costs – expenditures incurred until obtaining a valid building permit).

7.3. Struktura finansowania

Na potrzeby raportu zbadaliśmy dane finansowe grupy spółek prowadzących działalność w zakresie wytwarzania energii z wiatru. Wszystkie uwzględnione przez nas spółki były już w fazie operacyjnej w 2018 r., tj. osiągały już przychody ze sprzedaży energii. Wzięliśmy pod uwagę te podmioty, których moc zainstalowana wyniosła co najmniej 2 MW. Oczyszciliśmy księgowo wyniki EBITDA czy EBIT ze zdarzeń jednorazowych i niegotówkowych występujących w pozostałych przychodach i kosztach operacyjnych, takich jak m.in. rozliczenia otrzymanych dotacji, zyski i straty na zbyciu aktywów, przeszacowania wartości aktywów, zawiązania i rozwiązania rezerw, odszkodowania. Poniższa tabela przedstawia charakterystykę próby.

7.3. Financing structure

For the purposes of the Report we examined the financial data of a group of companies operating in the field of wind energy generation. All the companies we have considered were already in the operating phase in 2018, i.e., already generating revenues from the sale of energy. We took into account those entities with an installed capacity of at least 2 MW. We cleaned the accounting results of EBITDA or EBIT from one-off and non-cash events occurring in other operating income and other operating costs, such as e.g., settlement of received subsidies, gains and losses on assets disposal, revaluation of assets, creation, and release of provisions, compensation. The table below shows the characteristics of the sample.

⁶⁸ Koszt na 1 MW mocy to 6,7 mln PLN, ale poszczególne pozycje sumują się do 6,8 mln PLN w wyniku zaokrągleń wycień w górę do części dziesiętnych

⁶⁸ The cost per 1 MW of capacity is PLN 6.7 mln, but individual numbers sum up to PLN 6.8 mln as a result of rounding up calculations to decimals.

Tabela 10. Charakterystyka grupy wybranych spółek prowadzących działalność w zakresie wytwarzania energii z wiatru będących przedmiotem analizy

Charakterystyka próby (n = 35) – dane za 2019 r. Sample characteristics (n = 35) – data for 2019	Mediana Median	Średnia Average	Minimum Minimum	Maksimum Maximum
Moc zainstalowana w MW / Installed capacity in MW	22,5	30,2	2,0	120,0
Przychody ze sprzedaży (mln PLN) / Sales revenues (PLN million)	20,8	28,2	1,8	113,3
Koszty gotówkowe (mln PLN) / Cash costs (PLN million)	5,1	6,7	0,3	25,8
EBITDA (mln PLN) / EBITDA (PLN million)	15,5	21,7	1,5	97,6
Przychody ze sprzedaży (tys. PLN/MW) / Sales revenues (PLN thousand/MW)	873	930	621	1 374
Koszty gotówkowe (tys. PLN/MW) / Cash costs (PLN thousand/MW)	224	231	161	343
EBITDA (tys. PLN/MW) / EBITDA (PLN thousand/MW)	690	705	304	1 222

Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

Table 10. Characteristics of the group of selected companies operating in the field of wind energy generation subject to the analysis

Charakterystyka próby (n = 35) – dane za 2019 r. Sample characteristics (n = 35) – data for 2019	Mediana Median	Średnia Average	Minimum Minimum	Maksimum Maximum
Moc zainstalowana w MW / Installed capacity in MW	22,5	30,2	2,0	120,0
Przychody ze sprzedaży (mln PLN) / Sales revenues (PLN million)	20,8	28,2	1,8	113,3
Koszty gotówkowe (mln PLN) / Cash costs (PLN million)	5,1	6,7	0,3	25,8
EBITDA (mln PLN) / EBITDA (PLN million)	15,5	21,7	1,5	97,6
Przychody ze sprzedaży (tys. PLN/MW) / Sales revenues (PLN thousand/MW)	873	930	621	1 374
Koszty gotówkowe (tys. PLN/MW) / Cash costs (PLN thousand/MW)	224	231	161	343
EBITDA (tys. PLN/MW) / EBITDA (PLN thousand/MW)	690	705	304	1 222

Source: Baker Tilly TPA own study

Analizie poddana została również struktura finansowania wybranej grupy farm na koniec 2019 r. Przeprowadzona analiza oparta jest na informacjach prezentowanych w bilansie, który przedstawia wartość aktywów po częściowym umorzeniu rzeczowych aktywów trwałych, a także z uwzględnieniem wygenerowanych już przepływów pieniężnych z tytułu m.in. wyników działalności, wypłaconych dywidend, zaciągnięcia i spłaty zadłużenia finansowego oraz innych zdarzeń mających wpływ na poziom zadłużenia finansowego i środków pieniężnych. Należy podkreślić, że zaprezentowane poniżej wyniki nie dotyczą sytuacji spółek w momencie rozpoczynania fazy operacyjnej, tj. produkcji energii elektrycznej, lecz odzwierciedlają stan na koniec 2019 r. spółek wytwarzających energię od co najmniej kilku lat.

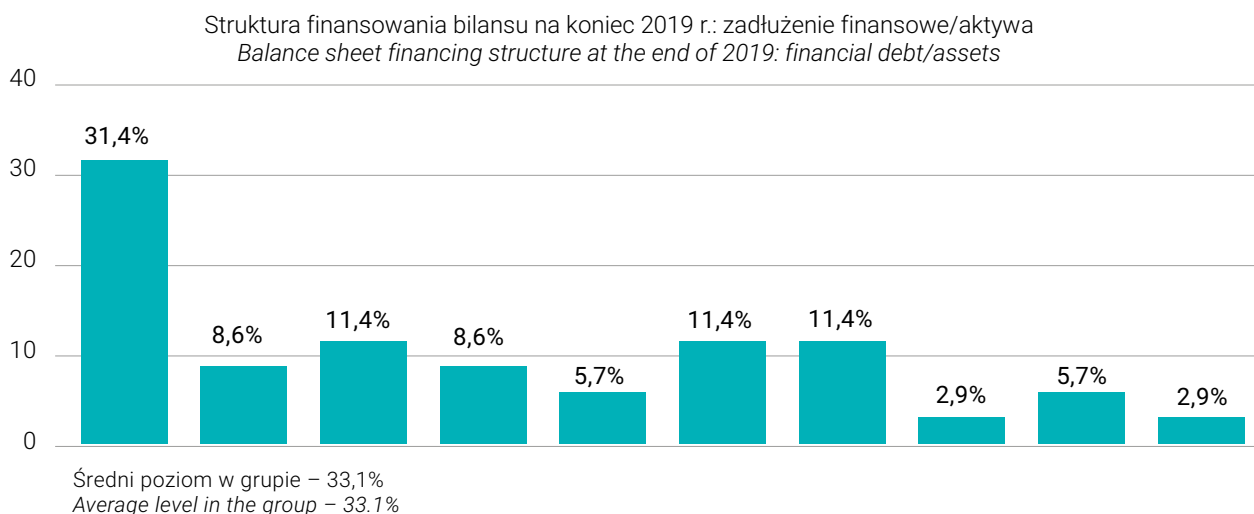
Zbadaliśmy relację zadłużenia finansowego do sumy bilansowej, zgodnie z danymi na 31 grudnia 2019 r., przy czym uwzględniliśmy jedynie zadłużenie finansowe wobec podmiotów zewnętrznych (spoza grupy kapitałowej danego podmiotu). Największa liczba projektów finansowała swoje aktywa wyłącznie kapitałem własnym, co nie jest optymalne z punktu widzenia zwrotu z kapitału własnego. Średni poziom finansowania aktywów długiem na koniec 2019 r. wyniósł 33,1 proc. Poniższy wykres przedstawia relację zadłużenia finansowego do aktywów na koniec 2019 r. w grupie analizowanych farm.

The financing structure of a selected group of farms at the end of 2019 was also analysed. The analysis performed is based on the information presented in the balance sheets, that presents the value of assets after partial depreciation of property, plant and equipment, as well as taking into account the already generated cash flows from, among others, operating results, dividends paid, incurring and repayment of financial debt and other events affecting the level of financial debt and cash. It should be emphasized that the results presented below do not apply to the situation of the companies at the beginning of the operating phase, i.e. electricity production, but reflect the state of companies at December 31, 2019 that have been producing energy for at least several years.

We examined the ratio of financial debt to the balance sheet total, according to the data as of December 31, 2019. We included financial debt owed to external entities only (from outside the capital group of a given entity). The largest number of projects financed their assets solely with equity, which is not optimal from the point of view of increasing the return on equity. The average level of financing assets with debt at the end of 2019 was 33.1%. The chart below shows the ratio of financial debt to assets at the end of 2019 in the group of wind farms subject to analysis.

Wykres 24. Rozkład analizowanej grupy farm wiatrowych pod względem struktury finansowania bilansu zadłużeniem na koniec 2019 r.

Chart 24. Distribution of the analysed group of wind farms in terms of the structure of balance sheet financing with debt at the end of 2019



Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

Source: Baker Tilly TPA own study

BOŚ S.A. sfinansował dotychczas ponad 40 projektów wiatrowych o wartości ponad 2 mld PLN. Bank wypracował odpowiednie procesy dla projektów z umowami CPPA. Wymagany jest tu zazwyczaj większy wkład własny niż w przypadku projektów aukcyjnych, a jego ostateczny poziom określamy m.in. w oparciu o przepływy pieniężne przy wietrzności z prawdopodobieństwem 90 proc. (P90) i wskaźnik obsługi długu DSCR, który powinien kształtować się na poziomie powyżej 1,2x. Nie narzucamy sztywnych wymogów co do czasu obowiązywania umowy CPPA i akceptujemy brak indeksacji ceny. Kluczowym aspektem jest dla nas wiarygodność odbiorcy energii. Panujące na rynku marże kredytowe dla projektów OZE są obecnie niższe niż jeszcze parę lat temu i typowe dla projektów realizowanych w formule „Project Finance”.



Paweł Okoński

Dyrektor Biura Finansowania
Projektów Ekologicznych
Director of the Ecological Project
Financing Office
Bank Ochrony Środowiska

To date, BOŚ S.A. has financed more than 40 wind projects worth over PLN 2 billion. The Bank has developed appropriate processes for projects with CPPAs. A larger equity contribution is typically required here than in the case of auction projects; its final level is determined by, among other things, cash flows with a 90% probability windfall (P90) and the DSCR ratio, which should be above 1.2x. We do not impose rigid CPPA duration requirements and accept the lack of price indexation. The key aspect for us is the reliability of the energy consumer. The credit margins prevailing in the market for RES projects are currently lower than a few years ago and typical for projects implemented under the “Project Finance” formula.

7.4. Przychody

W poprzednim rozdziale przedstawione zostały źródła przychodów elektrowni wiatrowych. Spośród farm wiatrowych możemy wyodrębnić następujące modele przychodowe: (1) projekty uczestniczące w systemie zielonych certyfikatów, (2) projekty działające w czystym modelu rynkowym, tj. oddane do użytkowania po 1 lipca 2016 r., nieuczestniczące w aukcji oraz (3) projekty, które zaczęły lub zaczną działać w modelu aukcyjnym. Projekty uprawnione do otrzymywania zielonych certyfikatów to elektrownie oddane do użytkowania przed 1 lipca 2016 r. Podmiot działający w każdym z wymienionych modeli może dodatkowo zabezpieczyć część wolumenu poprzez zawarcie umowy cPPA.

7.4. Revenue

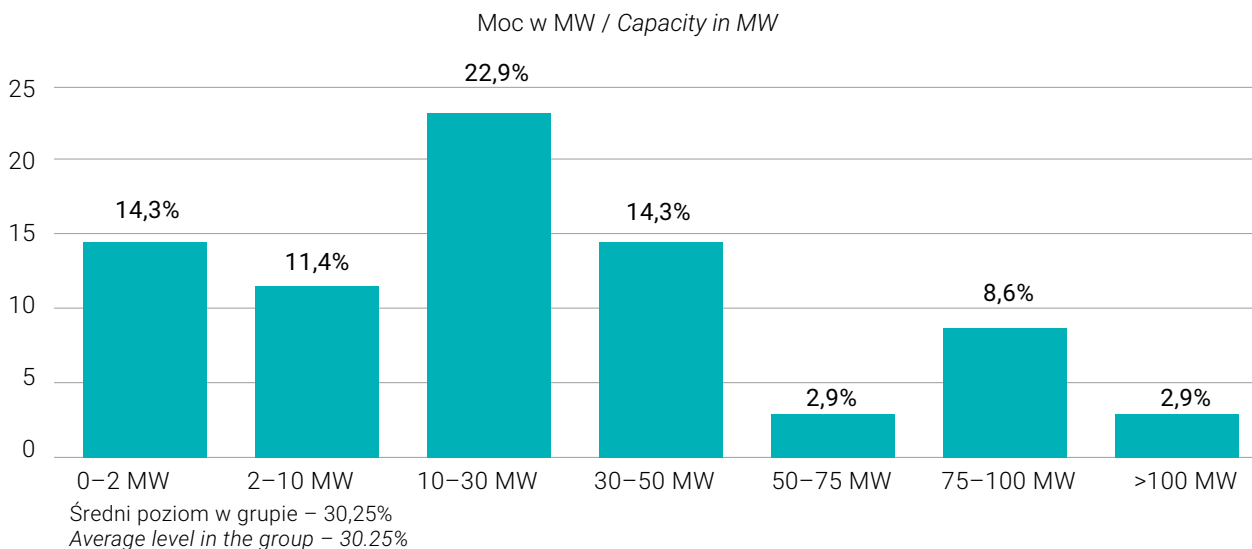
The previous chapter presents the sources of revenues for wind farms. Among wind farms, we can distinguish the following revenue models: (1) projects participating in the green certificate system, (2) projects operating in a pure market model, i.e., commissioned after July 1st, 2016, not participating in the auction model, and (3) projects, which have started or will start operating in the auction model. Projects eligible for green certificates are power plants that were put into operation before July 1st, 2016. An entity operating in each of the abovementioned models may additionally hedge a part of the volume by concluding a cPPA agreement.

W 2020 r. projekty działające w systemie zielonych certyfikatów mogły liczyć na około 350 PLN przychodu za każdą megawatogodzinę przy założeniu sprzedaży energii elektrycznej i świadectw pochodzenia po cenach rynkowych. Z uwagi na ograniczenie okresu wsparcia do 15 lat ostatnie projekty funkcjonujące w oparciu o zielone certyfikaty będą uprawnione do otrzymywania tego wsparcia do 2031 r., zaś w ciągu pozostałych lat funkcjonowania będą osiągać przychody jedynie ze sprzedaży energii. Natomiast projekty, które wygrały aukcję, zagwarantowały sobie przewidywalność cen (pomijając ryzyko dotyczące wysokości indeksacji) na 15-letni okres w odniesieniu do zadeklarowanego wolumenu. W ostatniej aukcji średnia implikowana cena sprzedaży energii z wiatru wyniosła około 230 PLN/MWh, a więc była wyższa niż średnia cena rynkowa w 2020 r. o około 20 PLN/MWh.

Energetyka wiatrowa jest beneficjentem drożących obecnie uprawnień do emisji CO₂, które wpływają na rynkową cenę energii w kraju. W lutym 2021 r. ceny uprawnień emisyjnych przekroczyły poziom 40 EUR/t, zaś ceny energii BASE przekraczały poziom 300 PLN/MWh, czemu sprzyjały także wyjątkowo niskie temperatury. W marcu 2021 r. średnia cena BASE osiągnęła niewidziany jeszcze do tej pory poziom 277,63 PLN/MWh, zaś cena w kontraktach terminowych na 2022 r. wyniosła blisko 294 PLN/MWh. Gdyby ceny energii utrzymały się na wyższych poziomach przez dłuższy okres (przy braku zmian cen zielonych certyfikatów), to dzięki względnie stałym kosztom i wyższym przychodom spółki prowadzące farmy wiatrowe w ramach systemu zielonych certyfikatów byłyby w stanie poprawić wyniki nawet o 40 proc. (przy braku dużych fluktuacji na rynku świadectw pochodzenia).

Przeanalizowaliśmy wysokość przychodów na 1 MW mocy zainstalowanej w próbie 35 podmiotów. Rozkład wielkości farm wiatrowych przedstawia wykres poniżej.

Wykres 25. Rozkład analizowanej grupy farm wiatrowych dotyczący mocy poszczególnych farm wiatrowych



Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

In 2020, projects operating under the green certificate system could count on approximately PLN 350 of revenue per megawatt hour, assuming the sale of electricity and certificates of origin at market prices. Due to the limitation of the support period to 15 years, the last projects operating under the green certificates system will be entitled to receive this support until 2031, and in the remaining years of operation they will only generate revenues from energy sales. On the other hand, the projects that won the auction guaranteed price predictability (excluding the risk of indexation) for a 15-year period in relation to the declared volume. In the latest auction, the average implied selling price of wind energy was approximately PLN 230 / MWh, so it was higher than the average market price in 2020 by approximately PLN 20/MWh.

The wind energy sector is a beneficiary of the currently more expensive CO₂ emission allowances, which affect the market price of energy in the country. In February 2021, the prices of emission allowances exceeded EUR 40/t, and BASE energy prices were exceeding PLN 300/MWh, which was also supported by extremely low temperatures. In March 2021, the average BASE price reached the previously unseen level of PLN 277.63/MWh, while the price in future contracts for 2022 was nearly PLN 294/MWh. If energy prices remained at higher levels for a longer period (with no changes in the prices of green certificates), then thanks to relatively constant costs and higher revenues, companies operating wind farms under the green certificates system would be able to improve their results by up to 40% (provided that there aren't any major fluctuations on the guarantee of origin market).

We have analysed the amount of revenues per 1 MW of installed capacity in a sample of 35 entities. The distribution of the size of the wind farms is presented in the chart below.

Chart 25. Distribution of the analysed group of wind farms concerning the capacity of individual wind farms

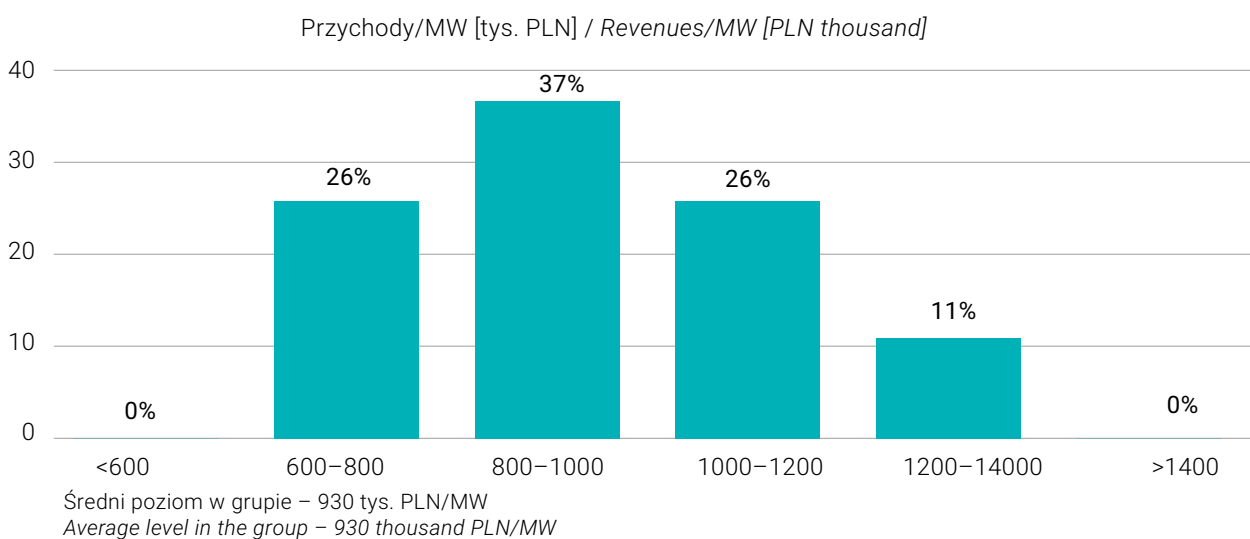
Source: Baker Tilly TPA own study

W 2019 r. średnia wartość przychodów na 1 MW mocy zainstalowanej wyniosła 930 tys. PLN. W grupie analizowanych projektów najczęściej osiągnięty był przychód z 1 MW w przedziale 0,8–1,0 mln PLN. Najlepsze projekty były w stanie zbliżyć się do kwoty 1,4 mln PLN przychodu. Duże znaczenie dla tego wskaźnika mają warunki wietrzne panujące w danej lokalizacji oraz efektywność turbin. Osiągniętą wartość przychodów przedstawia poniższy wykres.

In 2019, the average value of revenues per 1 MW of installed capacity was PLN 930 thousand. Among the analysed projects, the most frequent revenue was per 1 MW, ranging from PLN 0.8-1.0 million. The best projects were able to come close to PLN 1.4 million in revenue. The wind conditions in a given location and the efficiency of the turbines are important factors for this indicator. The achieved value of revenues is presented in the chart below.

Wykres 26. Rozkład analizowanej grupy farm wiatrowych dotyczący wskaźnika przychodów na MW w 2019 r.

Chart 26. Distribution of the analysed group of wind farms regarding the revenue per MW ratio in 2019



Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

Source: Baker Tilly TPA own study

7.5. Koszty operacyjne

Energetyka wiatrowa charakteryzuje się wysokimi nakładami inwestycyjnymi i stosunkowo niskimi kosztami eksploatacji. Koszty gotówkowe funkcjonowania farmy wiatrowej zazwyczaj stanowią około jednej czwartej jej przychodów, przy czym zależy to od wietrzności w danej lokalizacji, wielkości farmy oraz jednostkowej mocy i efektywności turbin. Wysokie nakłady inwestycyjne przekładają się na duży udział amortyzacji w kosztach ogółem. Pomijając amortyzację, która jest tylko kosztem księgowym i zapewnia tarczę podatkową, największy udział w strukturze kosztów operacyjnych mają usługi obce. Mniejsze znaczenie mają podatki i opłaty oraz pozostałe koszty. Na poniższym wykresie przedstawiono typową strukturę kosztów rodzajowych dla badanej grupy podmiotów.

Relatywnie duży udział kosztów usług obcych w strukturze wynika z konieczności serwisowania turbin i podzespołów. Można oczekiwać, że koszty serwisu i utrzymania nie będą istotnie wzrastać w przyszłości, ponieważ na rynku pojawiło się wiele podmiotów oferujących takie usługi w korzystniejszej cenie niż producenci turbin. Inwestorzy mogą być zatem skłonni do rezygnacji z serwisu zapewnianego przez produ-

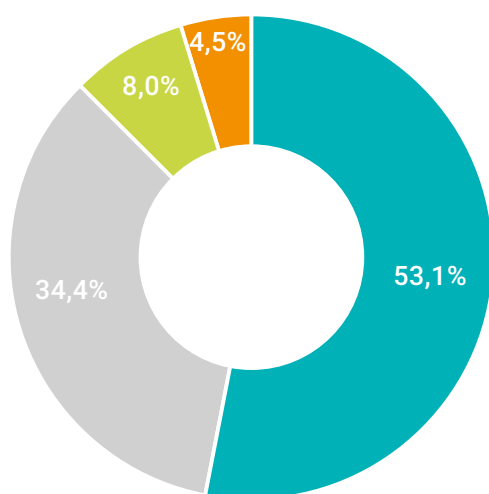
7.5. Operating expenditures

The wind energy sector is characterized by high investment expenditure and relatively low operating costs. The cash costs of operating a wind farm usually account for about a quarter of its revenues, depending on the wind conditions in a given location, the size of the wind farm, the unit capacity, and the efficiency of the turbines. High capital expenditure translates into a large share of depreciation in total costs. Apart from depreciation, which is only an accounting cost and provides a tax shield, third party services have the largest share in the structure of operating costs. Taxes and fees, as well as other costs, are of less importance. The chart below shows a typical structure of costs by type for the examined group of entities.

A relatively large share of the costs of external services in the structure results from the need to service turbines and components. It can be expected that the costs of servicing and maintenance will not increase significantly in the future, as many entities have entered the market offering such services at a more favorable price than turbine manufacturers. Investors may therefore be willing to resign from

centa 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 producentów dysponuje własnym serwisem. Poza kosztami serwisowania duże znaczenie w kosztach usług obcych mają także czynsze dzierżawne.

Wykres 27. Struktura kosztów rodzajowych w badanej grupie spółek



Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

Z naszego doświadczenia wynika, że wysokość gotówkowych kosztów operacyjnych w trakcie użytkowania farmy wiatrowej wynosi około 100 PLN/MWh, jednak może się wahać w zależności od konkretnej farmy. Dla większych farm wiatrowych koszty gotówkowe mogą być nieco niższe niż w wypadku mniejszych elektrowni z uwagi na wykorzystanie efektu skali. Jednostki charakteryzujące się wysoką produktywnością, ze wskaźnikiem wykorzystania mocy przekraczającym 40 proc., mogą ponosić koszt gotówkowy na wyprodukowaną MWh poniżej 50 PLN.

Na bazie projektów, dla których znane były szczegółowe parametry operacyjne, poddaliśmy analizie koszty gotówkowe ponoszone przez elektrownie wiatrowe. Największy udział w kosztach gotówkowych mają koszty serwisowania i utrzymania, które stanowią około połowy wszystkich wydatków (implikowany koszt w wysokości około 50 PLN/MWh w typowej farmie wiatrowej – w zależności od indywidualnych uwarunkowań). Następne pod względem znaczenia są płatności na podatek od nieruchomości, czynsze dzierżawne oraz pozostałe pozycje, w skład których wchodzi m.in. ubezpieczenia, opłaty za zarządzanie farmą wiatrową czy koszty administracyjne. Poniższy wykres przedstawia typową strukturę kosztów gotówkowych w elektrowniach wiatrowych.

the service provided by the manufacturer after the end of the warranty period. The greater number of wind farms translates into economies of scale for turbine manufacturers, where a given service team will be able to focus on a smaller area of the country, which may result in increased efficiency and the possibility of offering lower service prices. Maintenance costs are lower for investors with a portfolio of wind farms than for investors with individual power plants. In addition, some large energy producers have their own service. Apart from servicing costs, lease rentals are also of great importance in the costs of external services.

Chart 27. Structure of costs by their nature in the surveyed group of companies

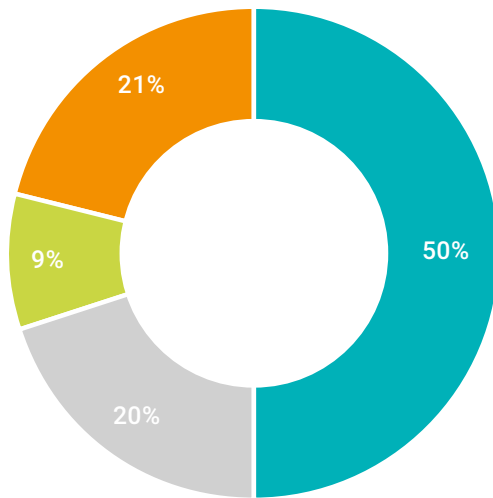


Source: Baker Tilly TPA own study

Our experience indicates that the amount of operating cash costs during the operation of a wind farm is approximately PLN 100/MWh, however, it may vary depending on the specific farm. For larger wind farms, cash costs may be slightly lower than for smaller power plants due to the use of economies of scale. Units characterized by high productivity, with a capacity utilization ratio exceeding 40%, may incur a cash cost per MWh of less than PLN 50.

On the basis of projects for which detailed operating parameters were known, we analysed cash costs incurred by wind farms. The largest share in cash costs is servicing and maintenance costs, which account for approximately half of all expenses (implied cost of approximately PLN 50/MWh in a typical wind farm – depending on individual conditions). The next most important are payments for real estate tax, rent, and other items, which include, among others, insurance, wind farm management fees, or administrative costs. The chart below shows a typical cash cost structure for wind farms.

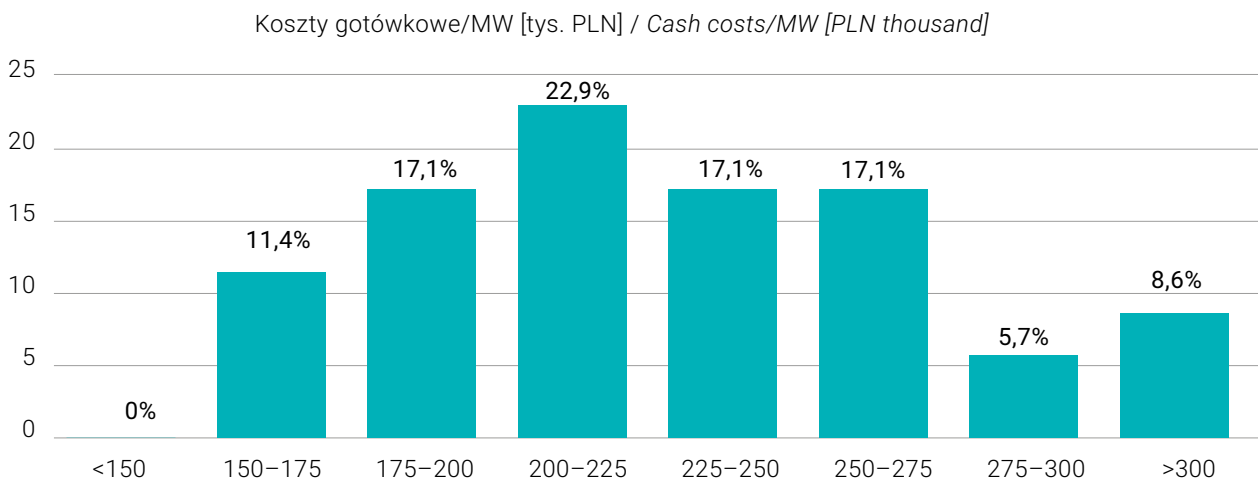
Wykres 28. Typowa struktura kosztów gotówkowych w farmach wiatrowych



Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

Na koszty gotówkowe warto spojrzeć z perspektywy średniego wydatku przypadającego na 1 MW mocy zainstalowanej. W analizowanej grupie spółek wytwarzających energię z wiatru najczęściej mieściły się one w przedziale 200–225 tys. PLN/MW przy średniej wynoszącej około 230 tys. PLN/MW. W przypadku większych farm wiatrowych (powyżej 50 MW) wartość ta może zbliżać się do poziomu 200 tys. PLN/MW. Rozkład poziomu kosztów między analizowanymi farmami przedstawia poniższy wykres.

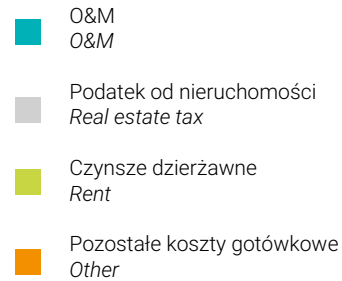
Wykres 29. Rozkład analizowanej próby dotyczący wskaźnika kosztów gotówkowych na MW w 2019 r.



Średni poziom w grupie – 231 tys. PLN/MW
Average level in the group – 231,000 PLN/MW

Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

Chart 28. Typical cash cost structure of wind farms



Source: Baker Tilly TPA own study

It is worth looking at cash costs from the perspective of the average expenditure per 1 MW of installed capacity. In the analysed group of companies generating energy from wind, cash costs were most often in the range of 200,000–225,000 PLN/MW, with the average amounting to approx. 230,000 PLN/MW. In the case of larger wind farms (above 50 MW), this value may approach the level of 200,000 PLN/MW. The distribution of the cash cost level in the analysed farms is presented in the chart below.

Chart 29. Distribution of the analysed sample for the cash cost per MW ratio in 2019

Source: Baker Tilly TPA own study

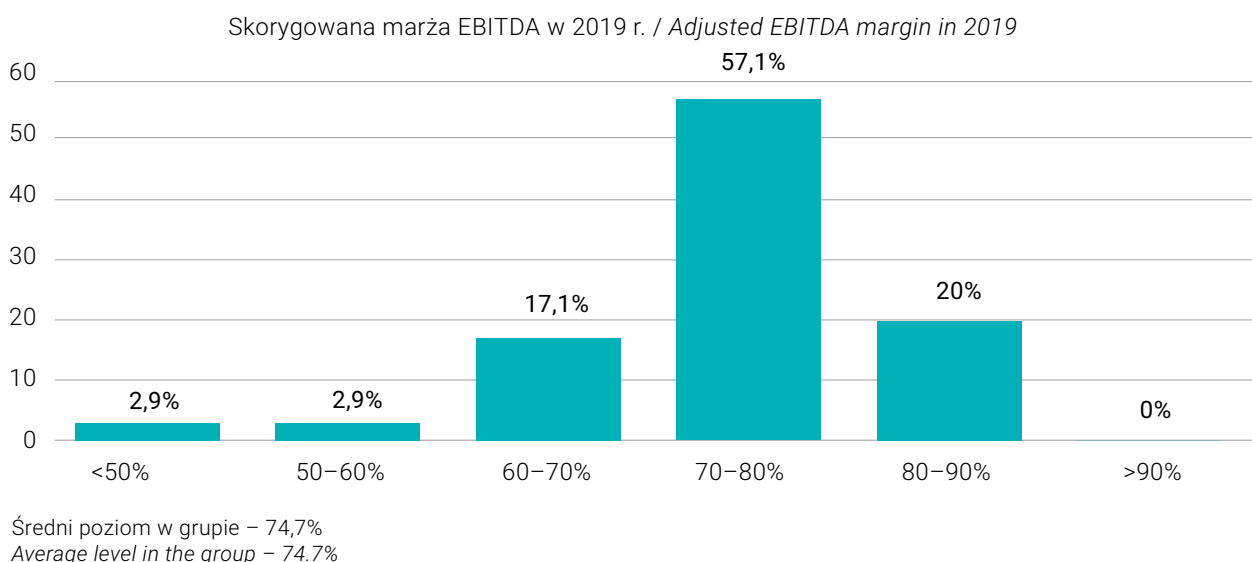
7.6. Marżowość

Analizowana grupa farm została zbadana także pod względem marżowości na poziomie EBITDA (skorygowanych o zdarzenia jednorazowe i niepieniężne) w odniesieniu do generowanych przychodów. Zakres osiągniętych poziomów rentowności EBITDA w 2019 r. rozciągał się od 49 do nawet 90 proc. Większość podmiotów osiągała wartości w przedziale 70–80 proc., przy średniej na poziomie 74,7 proc. Bardzo wysokie poziomy rentowności są charakterystyczne dla tego typu działalności – koszty obsługi farmy są niewielkie w zestawieniu z przychodami, a największą pozycją kosztową jest amortyzacja, która nie wpływa na wartość EBITDA. Zauważalna jest także tendencja wzrostowa rentowności spółek w kolejnych latach ze względu na wyższe rynkowe ceny energii oraz zielonych certyfikatów.

7.6. Profit margins

The analysed group of farms was also examined in terms of margin at the EBITDA level (adjusted for one-off and non-cash charges) in relation to generated revenues. The range of achieved EBITDA profitability levels in 2019 ranged from 49% to even 90%. Most entities reached values in the range of 70–80%, with the average at the level of 74.7%. Very high levels of profitability are characteristic for this type of activity – O&M costs are small compared to revenues, and the largest cost item is depreciation, which does not affect the EBITDA value. There is also a noticeable upward trend in the profitability of companies in the coming years due to higher market prices of energy and green certificates.

Wykres 30. Rozkład analizowanej próby dotyczący rentowności EBITDA w 2019 r.



Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

Chart 30. Distribution of the analysed sample for EBITDA margin in 2019

Source: Baker Tilly TPA own study

7.7. Analiza opłacalności inwestycji

Ocena atrakcyjności projektu jest wypadkową kilku elementów – nakładów inwestycyjnych, kosztów operacyjnych, produktywności projektu i osiągniętych cen, a także oczekiwanej stopy zwrotu, uzależnionej od rynkowych stóp procentowych oraz ryzyka inwestycji w dany projekt. W praktyce projekty różnią się głównie nakładami inwestycyjnymi i produktywnością, natomiast różni inwestorzy mogą stosować inne wartości kosztu kapitału. Ponadto projekty o wyższych nakładach inwestycyjnych, stosujące np. droższe turbiny, często generują większą ilość megawatogodzin na megawat niż projekty tańsze. Jak już wspomiano, obecnie rozwijane projekty bazują na pozwoleniach na budowę wydanych przed wejściem w życie limitu 10H, zatem zazwyczaj instalowane są turbiny o jednostkowej mocy 2–3 MW.

7.7. Analysis of investment profitability

Assessment of the attractiveness of a project is the result of several elements – investment outlays, operating costs, project productivity and energy prices, as well as the expected rate of return, dependent on market interest rates and the risk of investment in a given project. In practice, projects mainly differ in capital expenditure and productivity, while different investors may use different cost of capital values. In addition, projects with higher investment outlays, such as those using more expensive turbines, often generate more megawatt hours per megawatt than less expensive projects. As mentioned, the currently developed projects are based on building permits issued before the entry into force of the 10H limit, so usually turbines with a unit capacity of 2–3 MW are installed.

Atrakcyjność projektu, czy to w kontekście aukcji energii, czy też jego oceny ekonomicznej, jest uzależniona przede wszystkim od produktywności, przy założeniu podobnego poziomu kosztów gotówkowych na 1 MW niezależnie od projektu (należy jednak pamiętać o korzyściach skali). Natomiast produktywność danej farmy wiatrowej zależy nie tylko od parametrów samych turbin, takich jak wysokość wieży czy średnica rotora, lecz w dużej mierze także od warunków wietrznych w danej lokalizacji. Badanie wietrzności stanowi bardzo ważny fragment procesu inwestycyjnego, od wyników którego zależy atrakcyjność projektu.

Produktywność danej farmy wiatrowej najczęściej wyraża się wskaźnikiem wykorzystania mocy lub ilości 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 25 proc., podczas gdy najnowsze turbiny o mocy powyżej 5 MW osiągają wskaźnik na poziomie około 40 proc., a nawet 50 proc. 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 proc. Dobrym przykładem jest należąca do grupy Polenergia farma Mycielina składająca się z 23 turbin o mocy 2 MW każda, której wskaźnik wykorzystania mocy w pierwszej połowie 2020 r. przekroczył poziom 50 proc. Wyniki naszej ankiety przeprowadzonej wśród podmiotów zajmujących się energetyką wiatrową dowodzą, że najczęściej wskazywanym przedziałem wskaźnika wykorzystania mocy w elektrowniach wiatrowych jest 30–35 proc., co przekłada się na około 2600–3100 MWh z jednego MW mocy zainstalowanej. Na podstawie informacji przekazanej przez URE dotyczącej mocy instalacji, która może powstać w wyniku rozstrzygnięcia aukcji, można oszacować, że średnia produktywność wygranych projektów wynosi około 36–37 proc. lub 3200 MWh z 1 MW mocy zainstalowanej⁶⁹.

Na bazie naszych doświadczeń oraz przyjętych założeń dokonaliśmy oszacowania wewnętrznej stopy zwrotu (IRR) inwestycji w projekt wiatrowy. 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, zaś stawki amortyzacji poszczególnych rodzajów aktywów zostały przyjęte na poziomie zgodnym z rzeczywistym poziomem stawek stosowanych w praktyce.

The attractiveness of a project, whether in the context of an energy auction or its economic evaluation, primarily depends on productivity, assuming similar total cash costs per 1 MW of analysis per project. A given wind farm productivity depends not only on the general parameters of the turbines, such as height of the tower or rotor diameter, but also largely on the wind conditions in a given location. The assessment of wind conditions is a very important part of the investment process, the results of which determine the attractiveness of the project.

The productivity of a given wind farm is most often expressed by the capacity factor or the number of megawatt hours produced per year from 1 MW of installed capacity. The capacity factor indicates how much time a year the turbine is able to produce energy. Apart from the wind conditions, which are an individual feature of each project, the capacity factor for turbines with a capacity of 2–3 MW usually fluctuates around 25%, while the latest turbines with a capacity of more than 5 MW can achieve a level 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 very good location can regularly achieve a capacity factor of 40%. A good example is the Mycielina wind farm belonging to the Polenergia, consisting of 23 turbines with a capacity of 2 MW each, whose capacity factor in the first half of 2020 exceeded 50%. The results of our survey conducted among entities from the wind energy sector show that the most frequently indicated range of the capacity factor in wind farms is 30–35%, which translates to approximately 2,600–3,100 MWh from one MW of installed capacity. Based on the information provided by the URE on the capacity of installations, which may be generated as a result of the auction, it can be estimated that the average productivity of the winning projects is approx. 36–37% or 3,200 MWh from 1 MW of installed capacity.⁶⁹

Based on our experience and adopted assumptions, we estimated the internal rate of return (IRR) of the investment in the wind project. 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 mentioning that the cash costs will be incurred from the beginning of the operation phase, and the depreciation rates for the different types of assets have been adopted at the actual level of rates used in practice.

⁶⁹ Wzięliśmy pod uwagę wyniki aukcji AZ/7/2020 z najwyższym wolumenem rocznym wynoszącym 2886 GWh oraz informację URE o możliwości powstania 900 MW mocy w energetyce wiatrowej w wyniku rozstrzygnięcia ww. aukcji.

⁶⁹ We took into account the results of the AZ / 7/2020 auction with the highest annual volume of 2,886 GWh and the information from the URE on the possibility of generating 900 MW of wind power as a result of the above-mentioned auction.

Tabela 11. Kluczowe założenia przyjęte do analizy IRR

Table 11. Key assumptions for the IRR analysis

Założenie Assumption	Wartość Value
Moc farmy wiatrowej (MW) Wind farm capacity (MW)	30,0
Koszt budowy 1 MW (mln PLN) Construction cost of 1 MW (PLN million)	6,7
Łączny koszt budowy farmy wiatrowej (mln PLN) Total construction cost of a wind farm (PLN million)	201
Rynkowa cena energii BASE w 2021 r. (PLN/MWh) Market price of BASE energy in 2021 (PLN/MWh)	250
Bazowa cena energii w aukcji (90% ceny BASE) (PLN/MWh) Base energy price in the auction (90% of the BASE price) (PLN/MWh)	225
Coroczna stopa wzrostu cen energii elektrycznej (zgodnie z celem inflacyjnym NBP) Annual growth rate of electricity prices (in line with the NBP inflation target)	2,5%
Wskaźnik wykorzystania mocy (produktywność) Capacity factor (productivity)	35%
Udział zabezpieczonego wolumenu sprzedaży energii w ramach aukcji (pierwsze 15 lat) Share of the volume of energy subject to hedge under the auction (first 15 years)	80%
Koszt profilu Profile cost	10%
Wskaźnik strat własnych Own energy losses	2%
Koszty gotówkowe na MW w roku bazowym (tys. PLN) Cash costs per MW in the base year (PLN thousand)	230
Coroczna stopa wzrostu kosztów gotówkowych (zgodnie z celem inflacyjnym NBP) Annual growth rate of cash costs (in line with the NBP inflation target)	2,5%
Relacja kapitału obrotowego do przychodów The ratio of working capital to revenues	10%

Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

Source: Baker Tilly TPA own study

Poniższa tabela prezentuje wyniki analizy wrażliwości IRR na dwie kluczowe zmienne: cenę rynkową energii elektrycznej w 2021 r. (wariant bazowy to 250 PLN/MWh) oraz wskaźnik wykorzystania mocy (wariant bazowy to 35 proc., czyli 3066 MWh z 1 MW mocy), pozostawiając pozostałe założenia bez zmian. Na podstawie tak przyjętych założeń, IRR inwestycji wynosi 5,8 proc.

The table below presents the results of the IRR sensitivity analysis for two key variables: the market price of energy in 2021 (the baseline scenario is PLN 250/MWh) and the capacity factor (the baseline scenario is 35%, i.e., 3,066 MWh per 1 MW of capacity), leaving the other assumptions unchanged. Based on these assumptions, the IRR of the investment is 5.8%.

Tabela 12. Analiza wrażliwości IRR inwestycji w energetyce wiatrowej

		Rynkowa cena BASE energii elektrycznej w 2021 r. (PLN/MWh) Market BASE price of electricity in 2021 (PLN / MWh)						
		220	230	240	250	260	270	280
Wskaźnik wykorzystania mocy Capacity factor	25%	-0,1%	0,5%	1,1%	1,6%	2,1%	2,6%	3,0%
	30%	2,3%	2,8%	3,4%	3,9%	4,4%	4,8%	5,3%
	35%	4,2%	4,8%	5,3%	5,8%	6,3%	6,8%	7,2%
	40%	5,9%	6,4%	7,0%	7,5%	8,0%	8,5%	8,9%
	45%	7,3%	7,9%	8,5%	9,0%	9,5%	10,0%	10,5%

Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

Table 12. IRR sensitivity analysis of investments in wind energy

Source: Baker Tilly TPA own study

Powyzsza tabela potwierdza duze znaczenie wskaźnika produktywności, który jest pochodną m.in. wietrzności danej lokalizacji. Spadek produktywności z 35 do 30 proc. przy cenie 250 PLN/MWh powoduje obniżenie wewnętrznej stopy zwrotu projektu aż o 1,9 punktu procentowego. Z kolei każde 10 PLN/MWh ceny energii ma przełożenie na IRR na poziomie około 0,5 punktu procentowego.

The above table confirms the great importance of the capacity factor, which is the result of, among others, weather conditions prevailing in a given location. A drop in productivity from 35% to 30% at the energy price of PLN 250/MWh causes a reduction in the internal rate of return of the project by as much as 1.9 percentage points. On the other hand, each change of PLN 10/MWh in the energy price translates into a change in IRR of approximately 0.5 percentage point.

7.7.1. Perspektywa dewelopera

Wartość projektu farmy wiatrowej dla inwestora strategicznego jest uzależniona od przyszłych przepływów pieniężnych generowanych przez projekt, które zależą od wielu wcześniej opisanych aspektów. Najważniejszym czynnikiem będącym poza kontrolą inwestora są przyszłe ceny energii, po których sprzedawana będzie energia elektryczna. Atrakcyjność inwestycji zależy także od wewnętrznych cech danego projektu, z których przede wszystkim należy wymienić: (1) produktywność mającą wpływ na ilość produkowanej energii, (2) wysokość przyszłych kosztów gotówkowych oraz (3) wartość nakładów inwestycyjnych koniecznych do uruchomienia farmy wiatrowej. Po oszacowaniu przepływów pieniężnych generowanych przez projekt konieczne jest zdyskontowanie ich do wartości bieżącej przy wykorzystaniu stopy dyskontowej, którą jest krańcowy koszt kapitału. Koszt kapitału określany jest indywidualnie przez każdego inwestora. Wartość bieżąca przepływów będzie implikować cenę za dany projekt z punktu widzenia inwestora.

Punkt widzenia dewelopera farmy wiatrowej jest ściśle związany z panującą sytuacją na rynku (ceny energii, rynkowy koszt kapitału itp.). Przy negocjacji ceny sprzedaży pomiędzy deweloperem rozwijającym projekt farmy wiatrowej a inwestorem strategicznym deweloper powinien wziąć pod uwagę czynniki wpływające na atrakcyjność projektu z punktu widzenia inwestora. Wyższe rynkowe/ aukcyjne ceny energii elektrycznej będą zwiększać atrakcyjność projektu i implikować wyższą cenę transakcyjną. Wpływ na wysokość wynagrodzenia dla dewelopera będzie mieć także efektywność danego projektu, tj. wyższa produk-

7.7.1. The developer's perspective

The value of a wind farm project for a strategic investor depends on the future cash flows generated by the project, which depend on many of the previously described aspects. The most important factor beyond the investor's control is the future energy prices at which energy will be sold. The attractiveness of investment also depends on the particular characteristics of a given project, of which the following should be mentioned: (1) productivity affecting the amount of energy produced, (2) the amount of future cash costs, and (3) the value of investment outlays necessary to launch a wind farm. After estimating the cash flows to be generated by the project, it is necessary to discount them to the present value using the discount rate, which is the marginal cost of capital. The cost of capital is determined individually by each investor. The present value of the cash flows implies the price for a given project from the investor's point of view.

The wind farm developer's point of view is closely related to the prevailing market situation (energy prices, market cost of capital, etc.). The developer that develops the wind farm project should take into account the factors influencing the attractiveness of the project from the investor's point of view when negotiating the transaction price. Higher market / auction energy prices will increase the attractiveness of the project and imply a higher transaction price. The purchase price will also be influenced by the efficiency of a given project, i.e., higher productivity, lower level of future cash costs and capital expenditures will translate into a higher

III. Uwarunkowania i perspektywy biznesowe

tywność, niższy poziom przyszłych kosztów gotówkowych oraz nakładów inwestycyjnych przełożą się na wyższą cenę transakcyjną. Znaczenie ma także koszt kapitału oferenta (inwestora strategicznego), ponieważ to on determinuje cenę, którą skłonny jest zapłacić. Duże podmioty o silnej pozycji finansowej są w stanie taniej pozyskać kapitał, toteż mogą być skłonne do zapłaty wyższej ceny. Jednak punktem odniesienia dla dewelopera powinien być rynkowy koszt kapitału.

Dokonałiśmy oszacowania wartości projektu w przeliczeniu na MW w zależności od rynkowej ceny energii elektrycznej w 2021 r. oraz kosztu kapitału inwestora strategicznego. Naszym projektem była hipotetyczna farma wiatrowa o mocy 30 MW opisana w poprzednim podrozdziale dotyczącym analizy wrażliwości IRR. Większość przyjętych założeń nie uległa zmianie (m.in. produktywność na poziomie 35 proc., koszty gotówkowe na poziomie 230 tys. PLN/MW). Zmieniła się jedynie wysokość nakładów inwestycyjnych na 1 MW mocy, tj. została obniżona o część dotyczącą przygotowania / zakupu praw do projektu, czyli 15 proc. W ten sposób wartość bieżąca przepływów pieniężnych określa cenę, którą będzie w stanie zapłacić inwestor strategiczny w zamian za zakup praw danego projektu.

Poniższa tabela przedstawia wyniki przeprowadzonej analizy wrażliwości wartości projektu farmy wiatrowej wyrażonej w milionach PLN na 1 MW mocy. W wariancie bazowym założyliśmy rynkową cenę energii w 2021 r. na poziomie 250 PLN/MWh oraz średni ważony koszt kapitału na poziomie 7,0 proc. Przyjmując powyższe założenia, szacujemy, że cena za 1 MW mocy projektu farmy wiatrowej (przed rozpoczęciem budowy) wynosi około 260 tys. PLN.

Tabela 13. Analiza wrażliwości wartości projektu farmy wiatrowej w mln PLN na MW

		Rynkowa cena BASE energii elektrycznej w 2021 r. (PLN/MWh) Market BASE price of electricity in 2021 (PLN/MWh)						
		220	230	240	250	260	270	280
Koszt finansowania inwestora strategicznego Cost of capital for a strategic investor	8,0%	-0,99	-0,74	-0,49	-0,23	0,02	0,28	0,53
	7,5%	-0,81	-0,54	-0,27	0,00	0,27	0,54	0,81
	7,0%	-0,60	-0,31	-0,03	0,26	0,55	0,83	1,12
	6,5%	-0,37	-0,07	0,24	0,54	0,85	1,15	1,46
	6,0%	-0,13	0,20	0,53	0,85	1,18	1,50	1,83

Źródło: Opracowanie własne Baker Tilly TPA

Zgodnie z powyższą tabelą prawidłowe oszacowanie kosztu kapitału oraz określenie wysokości cen energii elektrycznej ma niebagatelne znaczenie dla wyceny projektu. Wzrost lub spadek ceny energii o każde 10 PLN/MWh powinien skutkować zmianą wartości projektu o blisko 300 tys. PLN/MW. Podobną zmianą wartości projektu powinna skutkować każda zmiana kosztu kapitału o 0,5 punktu procentowego. Powyższa analiza

III. Business conditions and prospects

transaction price. The cost of capital of the bidder (strategic investor) is an important factor that determines the price, the bidder is willing to pay. Large entities with a strong financial position can raise capital more cheaply, and therefore may be willing to pay a higher price. However, the developer's point of reference should be the market cost of capital.

We estimated the value of the project per MW depending on the market price of energy in 2021 and the cost of capital of the strategic investor. Our project was a hypothetical wind farm with a total installed capacity of 30 MW described in the previous section on IRR sensitivity analysis. Most of the adopted assumptions remained unchanged (including productivity at 35%, cash costs at PLN 230 thousand per MW). The only change was the amount of capital expenditure per 1 MW, i.e., it was reduced by the part related to the preparation/purchase of project rights, i.e., 15%. In this way, the present value of cash flows determines the price that a strategic investor will be willing to pay in exchange for purchasing the rights to a given project.

The table below presents the sensitivity analysis of the value of the wind farm project expressed in PLN one million per 1 MW of installed capacity. In the base scenario, we assumed the market price of energy in 2021 at PLN 250/MWh and the weighted average cost of capital at 7.0%. Based on that we estimate that the price of the wind farm project (before the start of construction) is around PLN 260,000 per 1 MW.

Table 13. The sensitivity analysis of the wind farm project's value PLN million per MW

Source: Baker Tilly TPA own study

According to the above table, the correct estimation of the cost of capital and energy prices is of great importance for the valuation of the project. An increase or decrease in the price of energy by each PLN 10/MWh should result in a change in the value of the project by nearly PLN 300 thousand per MW. Any change in the cost of capital by 0.5 percentage point should result in a similar change in the value of the project.

jest jedynie uproszczonym oszacowaniem na podstawie modelowej farmy wiatrowej, lecz w rzeczywistości wartość konkretnego projektu będzie zależała od indywidualnych jego cech oraz uwarunkowań rynkowych.

8 Wybrane kwestie podatkowe

8.1. Podatek od nieruchomości

Przedmiot opodatkowania

Głównym obciążeniem podatkowym producenta energii z wiatru, obok podatku dochodowego, jest podatek od nieruchomości. Opodatkowaniu podatkiem od nieruchomości podlegają grunty, budynki lub ich części oraz budowle lub ich części związane z prowadzeniem działalności gospodarczej. Wysokość zobowiązania uzależniona jest od przedmiotu opodatkowania. Podstawę opodatkowania stanowi: dla gruntów – powierzchnia całkowita, dla budynków lub ich części – powierzchnia użytkowa, natomiast dla budowli – wartość księgowa brutto (stawka podatku 2 proc.). Ten ostatni z przedmiotów opodatkowania jest szczególnie istotny w przypadku farm wiatrowych, gdyż może stanowić znaczące obciążenie rachunku kosztów. Jako budowle można bowiem zakwalifikować m.in. drogi i place, fundamenty, wieże, transformatory czy kable energetyczne, często łącznie stanowiące znaczną część wartości inwestycji.

Zgodnie z ukształtowanym stanowiskiem opodatkowaniu podatkiem od nieruchomości podlegają wyłącznie części budowlane elektrowni wiatrowych, czyli fundament z pierścieniem oraz wieża. Pozostałe elementy turbozespołu są wyłączone z opodatkowania tym podatkiem.

Zaznaczenia wymaga fakt, że w 2017 r. doszło do tymczasowej zmiany zasad rozliczania podatku od nieruchomości i objęcia opodatkowaniem niemal całej wartości elektrowni wiatrowej. Z początkiem 2018 r. pierwotne brzmienie przepisów zostało jednak przywrócone i obowiązuje do dziś.

W praktyce występują widoczne różnice w efektywnym obciążeniu farm podatkiem od nieruchomości. Wynikają one głównie z różnic technologicznych w zakresie konstrukcji i montażu wieży, a niekiedy także ze zróżnicowanych metod segregacji kosztów inwestycyjnych na etapie oddawania projektu do eksploatacji. W większości przypadków wartość budowlana (fundament z pierścieniem i wieżą) wynosi nie więcej niż 30 proc. wartości elektrowni wiatrowej, niemniej np. w przypadku niestandardowej konstrukcji fundamentów wynikającej ze szczególnych warunków geologicznych, albo specjalistycznych rozwiązań konstrukcyjno-użytkowych wież, udział wartości części budowlanych w całości może osiągać znacznie wyższe wartości.

The above analysis is only a simplified estimate based on a model wind farm, but in fact the value of a specific project will depend on its individual characteristics and market conditions.

Selected tax issues

Property tax

Subject of taxation

The main tax burden on a wind energy producer, in addition to income tax, is property tax. Land, buildings or parts thereof and structures or parts thereof connected with conducting business activity are subject to property tax. The tax amount depends on the subject of taxation. The tax base is: for land – the total area, for buildings or their parts – the usable area, and for structures – the gross book value (tax rate of 2%). The latter is particularly important in the case of wind farms, as it can be a significant position on the list of expenses. The following may be classified as structures: roads and squares, foundations, towers, transformers or power cables, often constituting a significant part of the investment value.

In accordance with the established practice, only the structural parts of wind power plants, i.e. the foundation with the ring and the tower, are subject to real estate tax. Other components of the turbine unit are excluded from this tax.

It is important to note that in 2017, there was a temporary change in the property tax accounting rules and almost the entire value of the wind turbine was subject to taxation. However, as of early 2018, the original wording was restored and remains in effect today.

In practice, there are noticeable differences in the effective property tax on wind farms. These are mainly due to technological differences in tower construction and assembly, and sometimes also due to different methods of segregating investment costs at the commissioning stage of the project. In the majority of cases the construction value (foundation with the ring and the tower) does not exceed 30% of the value of a wind power plant, however, e.g. in case of non-standard construction of foundations resulting from special geological conditions or specialized structural and utility solutions of towers, the share of the value of construction parts in the total value may reach much higher values.

Podatnik

Z perspektywy ustalenia podmiotu opodatkowania (podatnika) istotne jest określenie statusu prawnego-właścicielskiego farmy wiatrowej. Co do zasady podatnikiem podatku od nieruchomości jest właściciel nieruchomości. Zgodnie z literalnym brzmieniem przepisów regulujących zobowiązania z tytułu podatku od nieruchomości w przypadku elektrowni wiatrowej, która znajduje się na cudzym gruncie, użytkowanym przez inwestora na mocy zawartej umowy cywilnej (co stanowi ogromną większość przypadków), obowiązek podatkowy z tytułu podatku od nieruchomości ciążyłby na właścicielu gruntu. W praktyce jednak najczęściej to inwestorzy ponoszą ciężar podatku od nieruchomości, wskazując, iż instalacje elektrowni wiatrowej wchodzą w skład ich przedsiębiorstwa i nie należą do części składowych nieruchomości gruntowych. Podkreśla się niekiedy, że połączenie instalacji z gruntem ma charakter połączenia dla tzw. przemijającego użytku, a przez to nietrwały, a zatem nieskutkujący cywilno-prawnym połączeniem własności części budowlanych elektrowni wiatrowej z własnością gruntu. Jakkolwiek kwestia ta nie jest jednoznaczna, z uwagi na fakt, iż organem podatkowym w zakresie podatku od nieruchomości są gminy, na których terenie sytuowane są elektrownie wiatrowe, tak długo jak zobowiązania podatkowe są regulowane, kwestia ta nie stanowi na ogół przedmiotu sporu.

8.2. Amortyzacja elektrowni wiatrowych

Stawka

Wydatki poniesione na budowę farmy wiatrowej podlegają zaliczeniu do kosztów podatkowych poprzez odpisy amortyzacyjne. W Polsce obszar amortyzacji podatkowej ma znaczenie o tyle szczególne, że system prawa podatkowego wymusza w praktyce na przedsiębiorstwach, i to niezależnie od sektora gospodarki, prowadzenie odrębnych tabel amortyzacyjnych dla celów podatkowych i bilansowych. Stawki amortyzacji podatkowej są limitowane maksymalnymi stawkami rocznymi określonymi w ustawie. Z kolei normy prawa bilansowego, w szczególności międzynarodowego (np. IFRS), niekiedy dopuszczają stosowanie stawek podatkowych także dla celów rachunkowych. Jednak często nie jest to możliwe, zwłaszcza wówczas, gdy ich przyjęcie spowodowałoby nadmierne wydłużenie amortyzacji ponad okres faktycznego, przewidywanego użytkowania składnika majątku. W efekcie amortyzacja podatkowa i rachunkowa to często dwa niezależne byty. Nie inaczej jest w sektorze energetyki wiatrowej.

Mimo iż aktualny stan regulacji podatkowych nie nastrocza istotnych wątpliwości interpretacyjnych, w przeszłości spierano się, czy dla celów amortyzacji turbin wiatrową traktować należy jako całość, czy też dokonać jej podziału na część budowlaną i niebudowlaną (jak dla potrzeb opodatkowania podatkiem od nieruchomości) i do wydzielonych części zastosować przypisane im stawki amortyzacyjne. W świetle ugruntowanej praktyki przyjmuje się, że należy w ramach całej instalacji wyodrębnić poszczególne

Taxpayer

From the perspective of determining the taxpayer, it is important to determine the legal and ownership status of the wind farm. In principle, the payer of the property tax is the owner of the property. Pursuant to the literal wording of the provisions governing property tax liabilities, in the case of a wind power plant located on someone else's land used by the investor under a civil contract (which is the vast majority of cases), the property tax liability would fall on the owner of the land. In practice, however, it is most often the investor who pays the property tax, indicating that the wind turbine installations are part of their enterprise and do not belong to the components of the land property. It is often emphasized that the connection of the installation with the land has the nature of a connection for the so-called transitory use, and is thus impermanent and does not result in a civil-legal connection of the ownership of the building parts of the wind power plant with the ownership of the land. However, this issue is not clear-cut, due to the fact that the authority competent with respect to property tax is the commune (gmina) where the wind turbines are located, and as long as the tax liabilities are paid, this issue is generally not the subject of dispute.

8.2. Depreciation of wind farms

Rate

Expenses incurred for the construction of a wind farm are tax deductible in the form of depreciation write-offs. In Poland, the area of tax depreciation is particularly important because the tax law system in practice forces companies, regardless of the sector they operate in, to maintain separate depreciation tables for tax and balance sheet purposes. Tax depreciation rates are limited by the maximum annual rates set by the act. On the other hand, the balance sheet law standards, particularly international ones (e.g. IFRS), sometimes allow tax rates to be used for accounting purposes as well. However, this is often not possible, especially when using them would cause depreciation to extend excessively beyond the actual, expected useful life of the asset. As a result, tax and accounting depreciation are often two independent entities. This applies to the wind energy sector as well.

Even though the current state of tax regulations does not give rise to material doubts, in the past it was disputed whether a wind turbine should be treated as a whole for depreciation purposes or whether it should be divided into building and non-building parts (as in the case of property tax purposes) with respective write-off rates applicable to the separated portions. In light of established practice, it is assumed that individual elements within the entire installation should be separated and taxed at appropriate rates. Accordingly,

elementy i opodatkować je odpowiednimi stawkami. I tak, wieże, platformy oraz fundamenty elektrowni wiatrowych klasyfikuje się w grupie 201 KŚT jako „budowle na terenach elektrowni wiatrowych” i amortyzuje stawką 4,5 proc. Części techniczne zaliczane są do grupy 346 KŚT („zespoły prądowłórcze wiatrowe”), a ich amortyzacja powinna przebiegać według metody liniowej stawką 7 proc. lub degresywnej z zastosowaniem współczynnika 2,0 (stawka 14 proc.). Kolejnym środkiem trwałym, istotnym z perspektywy amortyzacji elektrowni wiatrowych, są kable energetyczne SN, WN oraz przyłącze do sieci. Zgodnie z wykształconą praktyką środki te zalicza się do grupy 2 KŚT (KŚT 211), a dla ich amortyzacji zastosowanie znajduje stawka liniowa 10 proc. Warto jednak wskazać, iż zgodnie z załącznikiem do ustawy o podatku dochodowym od osób prawnych stawka 10 proc. jest przeznaczona dla środków z grupowania KŚT 211, ale wyłącznie tych pod nazwą: „Przewody sieci technologicznych wewnątrzzakładowych”. W pozostałych przypadkach zastosowanie znajduje stawka 4,5 proc. 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.

Z kolei w zakresie amortyzacji dróg dojazdowych i technicznych (KŚT 220) należy przyjąć stawkę amortyzacji liniowej 4,5 proc. Oprócz wymienionych powyżej elementów inwestycji w praktyce występuje jeszcze wiele innych (rozdzielnie, oświetlenie, ogrodzenia, inne urządzenia, kanalizacje kablowe itp.), które wymagają dokonania indywidualnej klasyfikacji i ustalenia właściwej stawki amortyzacji dla celów podatkowych.

Należy zaznaczyć, iż organ podatkowy nie jest uprawniony do dokonywania klasyfikacji środków trwałych do odpowiedniej grupy. Klasyfikacji tej powinien dokonać sam podatnik, który w wypadku wątpliwości może korzystać z pomocy właściwego organu statystycznego. Uzyskanie potwierdzenia grupowania KŚT od organu statystycznego uznaje się za rozstrzygające w przedmiocie ustalenia właściwej stawki amortyzacyjnej.

Ustalenie wartości początkowej

Wartość początkową dla celów amortyzacji ustala się na podstawie ceny nabycia lub kosztu wytworzenia środka trwałego. O ile ustawa o CIT zawiera definicję kosztu wytworzenia, o tyle wskazane w niej wydatki nie stanowią katalogu zamkniętego. Zasadą ogólną jest, że koszty związane z nabyciem lub wytworzeniem poniesione przed dniem przyjęcia środka trwałego do używania zwiększają jego wartość początkową. Do kosztu wytworzenia nie zalicza się kosztów ogólnych zarządu, kosztów sprzedaży oraz pozostałych kosztów operacyjnych i kosztów operacji finansowych, z wyłączeniem odsetek od pożyczek (kredytów) i prowizji naliczonych do dnia przekazania środka trwałego do używania.

towers, platforms and foundations of wind power plants are classified in group 201 of Fixed Asset Classification (KŚT) as “structures on wind power plant sites” and depreciated at the rate of 4.5%. Technical parts are included in KŚT 346 (“wind power generation sets”), and they should be depreciated according to the linear method at a rate of 7% or degressively with the application of the coefficient of 2.0 (rate of 14%). Another fixed asset, important from the perspective of depreciation of wind power plants, are MV and HV power cables and the connection to the grid. In line with the established practice, these assets are classified as group 2 of KŚT (KŚT 211), and the linear rate of 10% applies to their depreciation. It is worth pointing out, though, that according to the Appendix to the Corporate Income Tax Act, the 10% rate is intended for assets from KŚT 211, but only those listed under: “Company internal technological network cables”. In other cases, the 4.5% rate applies. The final qualification of an investment in connecting to the distribution or transmission network of the DSO/OSP depends on many variables, including detailed design arrangements, the connection point, i.e. the ownership boundary between the investor’s and the operator’s infrastructure, the investment settlement method agreed with the operator, etc.

On the other hand, with regard to the depreciation of access and technical roads (KŚT 220), a straight-line depreciation rate of 4.5% should be used. In addition to the above-mentioned project elements, in practice there are many more (switchgears, lighting, fencing, other equipment, cable ducting, etc.) that require individual classification and determination of the appropriate depreciation rate for tax purposes.

It should be noted that a tax authority is not authorized to classify fixed assets into the appropriate group. This classification should be made by the taxpayers themselves who, in case of doubt, may seek assistance from the competent statistical authority. Obtaining confirmation of the KŚT classification from the statistical authority is considered conclusive in determining the appropriate depreciation rate.

Determining initial value

The initial value for depreciation purposes is determined based on the purchase price or production cost of the fixed asset. While the CIT Act contains a definition of production cost, the expenses indicated therein are not a closed list. The general rule is that costs related to the acquisition or production incurred before the date of putting the fixed asset into use increase its initial value. The production cost does not include general administrative expenses, selling costs and other operating expenses and costs of financial operations, except for interest on loans and commissions accrued until the date of handing over the fixed asset for use.

W każdym przypadku konieczne jest wykazanie bezpośredniego związku pomiędzy danym kosztem a wytworzonym przez podatnika środkiem trwałym. Praktyka wskazuje, że najczęstsze błędy co do kwalifikacji wydatku dotyczą: opłat przyłączeniowych, czynszów dzierżawnych, opłat związanych ze zmianą przeznaczenia gruntu i jego wyłączeniem z produkcji rolnej, kosztów ustanowienia służebności przesyłu, wynagrodzenia za usługi o charakterze doradczym, nieprawidłowo ujętych różnic kursowych lub też odsetek od pożyczek na sfinansowanie projektów.

8.3. VAT przy dostawie z montażem od zagranicznego przedsiębiorcy

Przedsiębiorca, który nabywa od zagranicznego kontrahenta (niezarejestrowanego w Polsce na VAT) turbiny wiatrowe wraz z ich montażem, ma obowiązek opodatkowania takiej transakcji. Miejscem opodatkowania takiej dostawy towarów, które są instalowane lub montowane przez dokonującego dostawy lub przez podmiot działający na jego rzecz – jest miejsce, w którym towary te są instalowane lub montowane. W praktyce należy zawsze zweryfikować, czy zagraniczny dostawca nie zarejestrował się jako podatnik VAT w Polsce lub czy nie był do tego zobowiązany w związku z powstaniem tzw. stałego miejsca prowadzenia działalności gospodarczej w Polsce. W takim wypadku to dostawca turbiny powinien opodatkować transakcję podatkiem VAT i udokumentować polską fakturą VAT, a nabywca miałby prawo do odliczenia podatku wykazanego na fakturze. W przeciwnym razie obowiązek rozliczenia VAT spoczywa na nabywcy na zasadzie tzw. odwróconego obciążenia (reverse charge).

8.4. Zarządzanie ryzykiem podatkowym

Projekty wiatrowe są na ogół dewelopowane w spółkach celowych (SPV), których udziały stają się następnie przedmiotem obrotu, np. w procesie pozyskiwania inwestora. Taka sytuacja implikuje wiele zagadnień i ryzyk podatkowych. Jednym z nich jest kwestia finansowania poszczególnych etapów inwestycji długim, gdzie w przypadku finansowania przez udziałowców kluczowe są regulacje dotyczące cen transferowych czy ograniczeń w rozliczaniu kosztów finansowania, a w przypadku zagranicznych inwestorów również problematyka rezydencji podatkowej i podatku źródłowego. Ponadto SPV najczęściej korzysta z usług zewnętrznych, w tym także niematerialnych (doradczych) świadczonych przez podmioty z nią powiązane, co wiąże się ze szczególnymi obowiązkami w zakresie dokumentacji ich wykonania. Wskazane jest również dochowanie należytej staranności w przedmiocie ustalania warunków transakcji oraz unikanie świadczeń częściowo lub całkowicie nieodpłatnych, które kreują poważne ryzyko podatkowe dla obu stron. Z uwagi na odpowiedzialność SPV i jej zarządu, a w pewnym stopniu także wspólników, za historyczne zaległości podatkowe, przed nabyciem udziałów w SPV inwestor powinien przeprowadzić analizę ewentualnych zagrożeń podatkowych i ich wpływu na wartość projektu (*due diligence*).

In each case, it is necessary to show a direct link between the cost in question and the fixed asset produced by the taxpayer. The practice shows that the most frequent errors regarding expense qualification regard: connection fees, lease fees, fees connected with changing the purpose of land and its exclusion from agricultural production, costs of establishing transmission easement, remuneration for consulting services, incorrectly included exchange rate differences or interest on loans for project financing.

8.3. VAT in case of delivery with assembly from foreign businesses

An entrepreneur who purchases wind turbines including their installation from a foreign contractor (not registered in Poland for VAT purpose) is obliged to pay tax on such a transaction. The taxation of such delivery of goods, which are installed or assembled by the person making the delivery or by an entity acting on their behalf – is the place where these goods are installed or assembled. In practice, it should always be verified whether the foreign supplier has not registered as a VAT taxpayer in Poland or whether it was not obliged to do so in connection with the establishment of a permanent place of business in Poland. In this case, the supplier of the turbine should tax the transaction with VAT and document it with a Polish VAT invoice, while the buyer would be entitled to deduct the tax indicated on the invoice. Otherwise, the obligation to account for VAT rests with the purchaser under the reverse charge mechanism.

8.4. Tax risk management

Wind projects are generally developed through special purpose vehicles (SPVs), whose shares are then traded, e.g. during the process of finding the investor. This procedure implies many issues and tax risks. One of the latter is the issue of debt financing of individual stages of investment, where the key issues in the case of shareholder financing are transfer pricing regulations or restrictions on the settlement of financing costs, or cases involving foreign investors where the issues of tax residence and withholding tax also come to play. Moreover, a SPV usually uses services, including intangible (consulting) services, offered by related entities, which involves specific obligations with regard to documenting their performance. It is also advisable to exercise due diligence in determining the terms of the transaction and avoiding services rendered partially or entirely free of charge, as they create material risk for both parties. Since the SPV and its management, and to some extent its shareholders, are liable for historical tax arrears, an investor should conduct due diligence on potential tax risks and their impact on the value of the project before acquiring shares in the SPV.

Dodatkowo, w przypadku transakcji na udziałach w SPV będącej właścicielem działającej elektrowni wiatrowej, gdy podmiotem sprzedającym jest podmiot zagraniczny (także gdy taki udział w SPV jest pośredni), zastosowanie może znaleźć tzw. klauzula nieruchomościowa w odpowiedniej umowie o unikaniu podwójnego opodatkowania zawartej między Polską a państwem rezydencji sprzedawcy. Klauzula nieruchomościowa może stanowić podstawę prawną do stwierdzenia obowiązku opodatkowania w Polsce dochodu ze zbycia udziałów w SPV. Kluczowe w takim przypadku będzie ustalenie, czy majątek takiej SPV składa się w głównej mierze z nieruchomości oraz weryfikacja właściwych przepisów umów o unikaniu podwójnego opodatkowania. Gdyby taka sytuacja miała miejsce, SPV stanie się ponadto płatnikiem podatku dochodowego (nowy obowiązek wprowadzony w 2021 r.) od zysków kapitałowych osiągniętych z tej transakcji przez udziałowca (bezpośredniego lub pośredniego).

9 Prognozy rozwoju sektora

Zgodnie z komunikatem URE na koniec 2020 r. łączna moc zainstalowana farm wiatrowych w Polsce wyniosła 6347 MW. Całkowita moc zainstalowana źródeł odnawialnych osiągnęła na koniec 2020 r. 9979 MW, a zatem wiatr na lądzie stanowi blisko 64 proc. wszystkich instalacji OZE w Polsce. Jednocześnie od końca poprzedniego roku przyrost nowej mocy wiatrowych wyniósł zaledwie 430 MW (7,3 proc.) i jakkolwiek w porównaniu z rekordowym 2016 r., w którym przyrost mocy sięgnął 27 proc., jest to wynik dość skromny, to jednak świadczy o zmianie trendu. Istotny jest regulacyjny kontekst ostatniego pięcioletnia rozwoju lądowej energetyki wiatrowej w Polsce, która po okresie bardzo dynamicznego rozwoju w latach 2005–2016 weszła w fazę stagnacji.

W wyniku podjętych z początkiem 2016 r. dwóch decyzji politycznych rozwój sektora wiatrowego został niemal całkowicie wstrzymany. Pierwsza z nich dotyczyła wprowadzenia tzw. zasady 10H w praktyce blokującej możliwość uzyskania pozwoleń na budowę dla nowych projektów. Druga polegała na pominięciu energetyki wiatrowej w budżetach aukcji OZE rozpisywanych w pierwszych latach funkcjonowania aukcyjnego modelu wsparcia. W rezultacie, w latach od 2017 do 2019 przyrost mocy farm wiatrowych wyniósł odpowiednio 0,7 proc., 0,3 proc. i 0,9 proc. To bez wątpienia najgorszy okres w dziejach polskiego sektora OZE jako całości.

Począwszy od 2018 r. rozwój energetyki wiatrowej na lądzie został w Polsce częściowo odblokowany. Wraz z nowelizacją kluczowej dla sektora ustawy o odnawialnych źródłach energii w 2018 r. otwarta została droga do rozwoju mocy wiatrowych w oparciu o pozwolenia na budowę wydane przed wprowadzeniem zasady 10H. Pierwsza aukcja OZE dla tzw. dużego wiatru (>1 MW mocy zainstalowanej) pozwoliła alokować wsparcie dla 1 GW projektów gotowych do budowy projektów onshore. W ramach procedury aukcyjnej

In addition, in case of transactions involving shares in an SPV owning an operating wind farm, when the seller is a foreign entity (also when that share in the SPV is indirect), the real property clause in the relevant double tax treaty concluded between Poland and the seller's country of residence may be applicable. The property clause may provide a legal basis for establishing the obligation to tax the income from the disposal of shares in the SPV in Poland. What will be crucial in such a case is to determine whether the assets of such SPV consist mainly of properties and to verify relevant provisions of double tax treaties. Should such a situation occur, the SPV will, in addition, become a payer of income tax (a new obligation introduced in 2021) on the capital gains from the transaction earned by a shareholder (direct or indirect).

Sector development forecasts

According to an announcement of the URE, at the end of 2020 the total installed capacity of wind farms in Poland amounted to 6347 MW. The total installed capacity of renewable sources at the end of 2020 reached 9979 MW, meaning that onshore wind accounts for nearly 64% of all RES installations in Poland. At the same time, since the end of the previous year, the growth of new wind capacity amounted only to 430 MW (7.3%), and even though compared to the record year 2016, when the capacity growth reached 27%, this result is quite modest, it still indicates a change in the trend. Also important is the regulatory context of the last five years of onshore wind energy development in Poland, which after a period of very dynamic development between 2005 and 2016 has entered a phase of stagnation.

Due to two political decisions made at the beginning of 2016, the development of the wind sector was almost completely halted. The first was the introduction of the so-called 10H rule effectively blocking the ability to obtain building permits for new projects. The second one was the absence of wind energy in the budgets of RES auctions held in the first years of the functioning of the auction support model. As a result, wind farm capacity growth from 2017 to 2019 was 0.7%, 0.3%, and 0.9%, respectively. This was undoubtedly the worst period in the history of the Polish RES sector as a whole.

As of 2018, onshore wind power development has been partially unblocked in Poland. Following the amendment to the Act on Renewable Energy Sources in 2018, which was of vital importance to the sector, the way was paved for wind capacity development based on building permits issued prior to the introduction of the 10H rule. The first RES auction for projects with >1 MW installed capacity, allowed to allocate support for 1 GW of construction-ready onshore projects. Onshore wind proved its price competitiveness in the auction

wiatr na lądzie udowodnił swoją cenową konkurencyjność – inwestorzy wiatrowi zaoferowali zieloną energię za średnio 196 PLN za 1 MWh w perspektywie 15-letniego kontraktu różnicowego.

Następne lata przyniosły kolejne nowelizacje ustawy OZE i kolejne aukcje na wsparcie dla budowy odnawialnych mocy. W rezultacie około 4 GW projektów wiatrowych onshore znajduje się obecnie w realizacji. Rok 2021 będzie więc okresem skokowego przyrostu mocy wytwórczych i choć to niewątpliwie cieszy, to należy mieć na uwadze, że niemal cały nowy wolumen zbudowany zostanie w oparciu o przestarzałą technologię, ponieważ zasada 10H dopuszcza budowę projektów dewelopowanych przed jej wejściem w życie, czyli do połowy 2016 r. Co więcej, szacuje się, że na rynku jest jeszcze około 800 MW takich „starych” projektów, co pozwala formułować pewne przewidywania co do wyniku przyszłych aukcji, o ile restrykcja odległościowa pozostanie w mocy. Scenariusz utrzymania reguły 10H oznaczałby szybkie wygaszenie trendu wzrostowego w 2021 r. lub niewiele później i zamknięcie polskiego portfela wiatrowego na lądzie na poziomie łącznej mocy około 10 GW.

Choć w chwili publikacji naszego raportu ustawa odległościowa (dokładnie: ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych) nadal obowiązuje, a dotychczasowe próby jej zmiany nie odniosły skutku, kilka ważnych przesłanek pozwala uznać za prawdopodobne jej istotne złagodzenie w najbliższym czasie. Mowa nie tyle o względach politycznych, które są najmniej przewidywalne, ile o rosnącej presji ekonomicznej. Mechanizmy regulacyjne wynikające z europejskiej agendy klimatycznej w zaskakująco krótkim czasie spowodowały dramatyczny spadek konkurencyjności wytwarzania energii w polskim miksie wytwórczym zdominowanym przez źródła węglowe. Na przestrzeni kilku lat najtańsza w Europie energia z węgla brunatnego stała się za sprawą wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂ jedną z najdroższych. W tym samym czasie nastąpił szybki spadek jednostkowego kosztu generacji (LCOE) w nowoczesnych turbinach wiatrowych, przez co energia z wiatru na lądzie kontraktowana w dzisiejszych aukcjach OZE jest najtańsza nie tylko wśród wszystkich źródeł OZE, ale w ogóle wszystkich, jakimi dysponuje polski system energetyczny. A mówimy przecież o aukcjach, do których stają projekty oparte na turbinach o mocy 2–3 MW, które były nowoczesne 5 lat temu. Polska gospodarka potrzebuje taniej i niskoemisyjnej energii elektrycznej i to jak najszybciej. Dlatego na przestrzeni najbliższych lat nie będzie alternatywy dla dalszego rozwoju nie tylko morskiej, ale i lądowej energetyki wiatrowej, z tym że dla wykorzystania potencjału tej ostatniej niezbędne jest pilne złagodzenie ograniczenia 10H.

W warunkach zastąpienia limitu 10H istotnie mniej restrykcyjnym ograniczeniem odległościowym nastąpi szybki rozwój sektora wiatrowego. Dostęp do najnowszych technologii szybciej uniezależni też opłacalność inwestowania od wsparcia publicznego w modelu aukcyjnym. Spadające LCOE w zasadzie już zbliża wiele projektów do progu tzw. grid parity, czyli pokrycia kosztów wytworzenia oraz

procedure, with wind investors offering green energy for an average of PLN 196 per 1 MWh under a 15-year contract for difference.

Subsequent years brought further amendments to the RES Act and further auctions to support the development of renewable capacity. As a result, there are currently around 4 GW of onshore wind projects in the pipeline. 2021 will therefore be a period of a surge in the generation capacity, and while this is undoubtedly welcome, it is important to remember that almost all of the new volume will be built on the basis of obsolete technology, as the 10H rule allows for the construction of projects developed prior to its entry into force, i.e. by mid-2016. Moreover, it is estimated that there are still about 800 MW of such “old” projects on the market, which allows us to make some predictions about the outcome of future auctions, provided that the distance restriction remains in force. The 10H rule scenario would mean a rapid expiry of the upward trend in 2021 or shortly thereafter and the closure of the Polish onshore wind portfolio at a total capacity of about 10 GW.

Although, at the time of publishing our report, the Distance Law (to be precise: the Act on Wind Energy Investments) was still in force, and previous attempts to amend it have not succeeded, several important indications suggest that it is likely to be significantly eased in the near future. The latter include not only political considerations, which are the least predictable factor, but also growing economic pressure. Regulatory mechanisms resulting from the European climate agenda caused, in a surprisingly short period of time, a dramatic drop in competitiveness of energy production in the Polish generation mix dominated by coal sources. Over several years, Europe’s cheapest energy from brown coal has become one of the most expensive due to rising prices of CO₂ emission allowances. At the same time, there has been a rapid decline in the levelized cost of electricity (LCOE) of modern wind turbines, making onshore wind power contracted in today’s RES auctions the cheapest not only of all RES sources, but of all sources available in the Polish energy generation system. And we are talking about auctions in which projects based on 2–3 MW turbines, which used to be state-of-the-art technology 5 years ago, take part. The Polish economy needs cheap and low-carbon electricity, and it needs it as soon as possible. Therefore, over the next few years, there will be no alternative to further development of not only offshore but also onshore wind energy, except that in order to exploit the potential of the latter, it is urgently necessary to relax the 10H rule.

If the 10H limit is replaced by a substantially less restrictive distance limit, there will be rapid growth in the wind sector. Access to the latest technology will also allow to make investing profitably less dependent on public support through the auction model. In fact, the decreasing LCOE is already bringing many projects closer to the grid parity threshold of covering generation costs and achieving a reasonable

rozsądnej marży zysku z cen rynku spot. Konieczność uzyskania kontraktu aukcyjnego lub jego coraz popularniejszej alternatywy w postaci prywatnego kontraktu cPPA wynika zaś głównie z oczekiwań instytucji finansujących, które też adaptują się do zmieniającej się rzeczywistości. I choć dalszy spadek LCOE przy coraz nowocześniejszych turbinach może się z przyczyn ograniczeń fizycznych stopniowo wypłaszczać, powinniśmy obserwować wzrost elastyczności w finansowaniu projektów w przyszłości, czyli akceptacji coraz krótszych kontraktów PPA i udziału w ryzyku rynku spot.

Eksperti przyjmują różne scenariusze rozwoju portfela wiatrowego. IEO zakłada zbudowanie do 2030 r. od 6 GW w wariantie zachowawczym do 11 GW nowych instalacji wiatrowych na lądzie w wariantie optymistycznym. Ta ostatnia liczba mogłaby zwiększyć się o dodatkowe 1,5 GW w przypadku dodatkowego poluzowania norm umożliwiających stawianie małych elektrowni na terenie gospodarstw rolnych oraz wykorzystania terenów przemysłowych do lokalizacji farm wiatrowych bez konieczności zmiany planu zagospodarowania przestrzennego. Na koniec 2030 r. polski system wytwarzania może dysponować od 12,5 do 21,5 GW w zależności od scenariusza. Osiągnięcie mocy prognozowanych w najbardziej rozwojowym scenariuszu wymagać będzie jednak szerszych systemowych zmian wprowadzających dodatkowe ułatwienia inwestycyjne, w szczególności dla rolników indywidualnych i przedsiębiorców. Wskazuje to na prawdopodobną potrzebę dalszej weryfikacji wymogów lokalizacyjnych wykraczających poza aktualny zakres planowanej nowelizacji.

Rok 2021 może okazać się przełomowy dla rozwoju polskiej energetyki wiatrowej. Wskazuje na to zbieg sprzyjających okoliczności zarówno po stronie otoczenia biznesowego w Europie, jak i ważnych zmian politycznych w kraju co do postrzegania przyszłości sektora wytwarzania energii. Złagodzenie normy odległościowej, prawdopodobnie jeszcze w tym roku, odblokuje dostęp do najwydajniejszych technologii generacji energii z wiatru. Budowane w kolejnych latach farmy ze współczynnikiem wykorzystania mocy zbliżającym się do 40 proc. uplasują się trwale wśród najtańszych aktywów miks energetycznego. Krzywe wzrostu wydajności oraz spadku LCOE będą zaś przypuszczalnie nadal zaskakiwać nas w przyszłości, na co wskazuje ciągle potężne momentum rozwoju światowego i europejskiego rynku wiatrowego.

Jak podaje WindEurope na koniec 2020 r., w Europie zainstalowano łącznie 220 GW mocy wiatrowych (195 GW onshore). Pokryto w ten sposób 16 proc. zużycia energii elektrycznej na kontynencie (13 proc. z farm lądowych). Pandemia COVID-19 wprowadziła sporo zakłóceń w realizacji projektów zaplanowanych na 2020 r. i częściowo z tego powodu 2021 r. ma szansę stać się rekordowym, z szacowanym wolumenem nowych oddanych mocy sięgającym 19,5 GW. Realistyczna prognoza średnioterminowa tej organizacji zakłada zbudowanie dodatkowych ponad 105 GW instalacji wiatrowych do końca 2025 r., z czego ponad 76 GW na lądzie. Szacuje się,

profit margin from spot market prices. The need to obtain an auction contract or its increasingly popular alternative in the form of a private cPPA, on the other hand, is mainly the result of the expectations of financing institutions, which are also adapting to the changing reality. And while the further decline in the LCOE with increasingly modern turbines may gradually flatten out due to physical constraints, we should see an increase in flexibility of project financing in the future, i.e. acceptance of shorter and shorter PPAs and taking the spot market risk.

Experts consider different scenarios for the development of the wind portfolio. IEO assumes that from 6 GW in the conservative variant up to 11 GW in the optimistic variant of new onshore wind installations will be built by 2030. The latter figure could go up by an additional 1.5 GW in the event of an additional easing of standards allowing small power plants to be erected on farms and the use of brown-field sites for wind farms without the need for a change in zoning. By the end of 2030, the Polish power generation system could have between 12.5 and 21.5 GW depending on the scenario. However, attaining the capacities projected in the most developed scenario will require wide -scope systemic changes introducing additional investment facilitations, in particular for individual farmers and entrepreneurs. This indicates a likely need for further revision of the locational requirements, beyond the current scope of the planned amendment.

The year 2021 may prove to be a breakthrough for the development of Polish wind energy. This is indicated by a confluence of favorable circumstances both on the part of the business environment in Europe and important domestic political changes as to how the future of the power generation sector is viewed. Easing of the distance law, likely to take place even this year, will unlock access to the most efficient wind generation technologies. Farms built in the next few years with a capacity factor nearing 40% will rank firmly among the cheapest assets in the energy mix. Efficiency growth and LCOE decline curves are likely to continue to surprise us in the future, as indicated by the sustained powerful drive in the global and European wind markets.

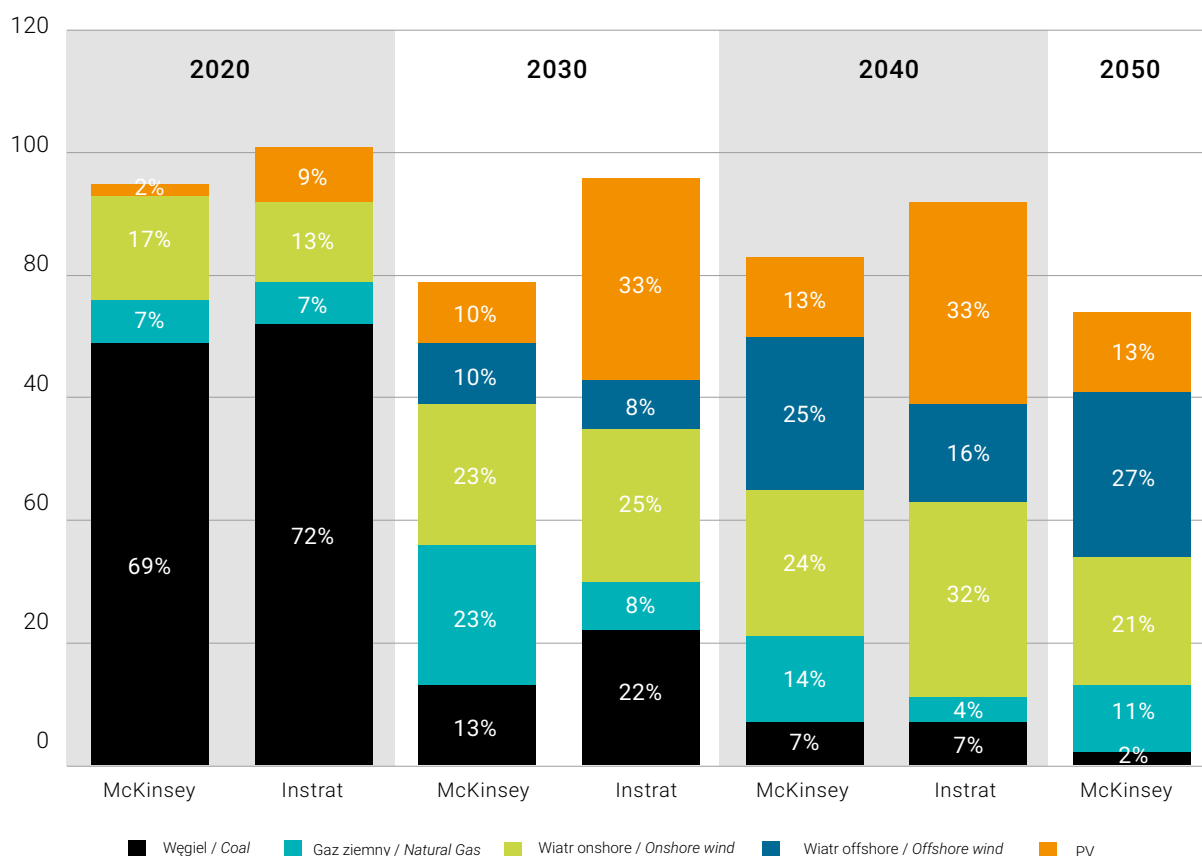
According to WindEurope, at the end of 2020, a total of 220 GW of wind capacity (195 GW onshore) was installed in Europe. This allowed to cover 16% of the continent's electricity consumption (13% from onshore farms). The COVID-19 pandemic has introduced quite a bit of disruption to projects scheduled for 2020, and partly because of this, 2021 is poised to be a record year, with an estimated volume of new capacity commissioned reaching 19.5 GW. The organization's realistic medium-term forecast anticipates more than 105 GW of wind installations by the end of 2025, with more than 76 GW developed onshore. It is estimated that the

że polski rynek onshore uplasuje się na piątym miejscu, po Niemczech, Francji, Szwecji i Hiszpanii, wyprzedzając Wielką Brytanię i Holandię, które przesuwają rozwój nowych mocy na morze. Niewykluczone, że dynamika europejskich inwestycji w OZE, w tym źródła wiatrowe, zostanie dodatkowo wzmocniona regulacyjnie, ponieważ opisane wyżej przewidywania (średnio 15 GW nowych mocy wiatrowych onshore do 2025 r.) są ciągle poniżej europejskich celów klimatycznych, które przewidują instalowanie średnio 18 GW farm lądowych rocznie. Wskazuje się na czynniki hamujące po stronie niewydolnych procesów związanych z pozwoleniami administracyjnymi i braku skutecznych strategii dotyczących repoweringu. Tego typu ograniczenia, z jakimi zmaga się Unia Europejska, to z punktu widzenia polskich inwestorów nadal niemalże luksus. Niemniej jednak już samo złagodzenie reguły 10H ma szansę skokowo unowocześnić nasz sektor wiatrowy, uczynić zeń jeden z najdynamiczniejszych europejskich rynków, a poprzez korzystne efekty mnożnikowe wytworzyć wiele wartościowych miejsc pracy oraz innowacyjnych przedsiębiorstw w rozbudowanym łańcuchu dostaw.

Polish onshore market will rank fifth, after Germany, France, Sweden and Spain, ahead of the UK and the Netherlands, which are shifting new capacity development offshore. It is possible that the dynamics of European investments in RES, including wind sources, will be further strengthened by regulation, as the above described predictions (an average of 15 GW of new onshore wind capacity by 2025) are still below the European climate goals, which envisage the development of an average of 18 GW of onshore farms per year. The inhibiting factors are identified on the side of inefficient administrative permitting processes and lack of effective repowering strategies. This kind of restrictions faced by the European Union is still almost a luxury from the point of view of Polish investors. Nevertheless, the easing of the 10H rule alone has the potential to dramatically modernize our wind sector, make it one of Europe's most dynamic markets and, through positive multiplier effects, create many valuable jobs and innovative companies in the extended supply chain.

Wykres 31. Moc zainstalowana (GW) i udział w produkcji brutto

Chart 31. Installed capacity (GW) and share in gross production



Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych McKinsey i Instrat

Source: Baker Tilly TPA analysis based on data from McKinsey and Instrat

Wybiegając dalej w przyszłość, w perspektywie 2050 r., dla którego Europejski Zielony Ład wyznacza cel osiągnięcia zeroemisyjnej gospodarki na obszarze całej wspólnoty,

Looking further into the future, in the perspective of 2050, for which the European Green Deal sets the goal of achieving a zero-emission economy across the entire community,

rysują się dalsze przewidywania co do rozwoju systemu energetycznego w Polsce. Jak podaje McKinsey & Co., konsumpcja energii elektrycznej w Polsce w 2050 r. wzrośnie 2,4-krotnie w stosunku do obecnego poziomu. Nawet przy utrzymaniu status quo modelu gospodarki, czyli wysokiego udziału paliw kopalnych w energetyce, przemyśle i transporcie, wzrost zapotrzebowania na energię wyniosłby około 60 proc. Natomiast wdrożenie dekarbonizacji w myśl Green Deal, czyli elektryfikacji transportu, modernizacji budynków oraz energochłonnych gałęzi przemysłu spowoduje wzrost o kolejne 50 proc. W efekcie łączna produkcja energii elektrycznej będzie musiała wzrosnąć z dzisiejszych 180 TWh do niemal 460 TWh w 2050 r., doprowadzając do całkowitej rekompozycji miksu wytwórczego. Scenariusz uwzględniający dekarbonizację wskazuje w miksie 14-proc. udział energii nuklearnej, 2 proc. z węgla, 3 proc. z gazu, 6 proc. z PV i aż 73 proc. z wiatru, przy 35 GW mocy zainstalowanej łącznie na lądzie oraz 45 GW na morzu.

Scenariusz McKinsey dzieli przepaść od aktualnych dokumentów strategicznych polskiego rządu, takich jak Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. (PEP2040) czy koncepcja utworzenia Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego (NABE), do której państwowe koncerny energetyczne miałyby przekazać swoje aktywa wytwórcze oparte na blokach węglowych. Bierze się to jednak nie z dezynwoltury firm doradczych, lecz z faktu, że to PEP2040 czy NABE mają się nijak do europejskiej agendy Green Deal. W jej ramach przyjęto m.in., że w całej Unii Europejskiej łączny wolumen energii generowanej z węgla kamiennego i brunatnego nie może przekroczyć 50 TWh w roku 2030, podczas gdy PEP2040 zakłada w tym czasie 68 TWh samej polskiej generacji. Polska strategia nie tylko ignoruje wynikające dla naszego kraju wskazania Zielonego Ładu, ale uniemożliwia całej wspólnotie osiągnięcie zamierzonych na 2030 r. celów klimatycznych (szerzej na ten temat w raporcie InStrat „Droga do celu”).

Wydaje się, że pod ciężarem rachunku ekonomicznego długoterminowa polityka energetyczna polskiego rządu prędzej czy później będzie musiała ulec synchronizacji z Europejskim Zielonym Ładem. Ceny uprawnień do emisji CO₂ z poziomu 3–6 EUR za tonę jeszcze przed paru laty, na początku 2021 r. sięgnęły 37 EUR, a po 2030 r. wysoce prawdopodobne jest przekroczenie 70 EUR/t. Głęboka aktualizacja strategii jest zatem nieunikniona. Niezależnie od przyjętego scenariusza kilka silnych przesunięć strategicznych raczej na pewno wejdzie w jego skład, m.in. radykalna redukcja generacji opartej na węglu, przejściowe zwiększenie produkcji z gazu i silne oraz trwałe zwiększenie udziału w miksie źródeł bezemisyjnych, głównie wiatrowych. Przyszły system wytwarzania umożliwi także obniżenie proggu minimum systemowych źródeł typu base-load dzięki wykorzystaniu technologii związanych z magazynowaniem, optymalizacją efektywności zużycia, redukcją strat przesyłowych, poprawą sprawności generacji w OZE czy rozbudową infrastruktury obsługującej import energii. Sumarycznie oznacza to już dziś otwarcie długookresowego trendu wzrostu sektora lądowej i morskiej energetyki

there are further predictions for the development of the energy system in Poland. According to McKinsey & Co. electricity consumption in Poland in 2050 will increase 2.4 times compared to current levels. Even with the status quo model of the economy, i.e., a high share of fossil fuels in power, industry, and transportation, the increase in energy demand would be about 60%. In contrast, implementing decarbonization along the lines of the Green Deal, i.e., electrification of transportation, modernization of buildings and energy-intensive industries, will increase growth by another 50%. As a result, total power generation will have to increase from 180 TWh today to nearly 460 TWh in 2050, leading to a complete recomposition of the generation mix. The decarbonization scenario provides for a 14% share of nuclear, 2% of coal, 3% of gas, 6% of PV and as much as 73% of onshore wind in the mix, with 35 GW of total installed capacity onshore and 45 GW offshore.

McKinsey's scenario is a far cry from the current strategic documents of the Polish government, such as the Polish Energy Policy until 2040 (PEP2040) or the concept of creating a National Energy Security Agency (NABE), to which state-owned energy companies would transfer their coal-fired generation assets. This, however, does not stem from the flippancy of consulting firms, but from the fact that the PEP2040 or NABE are nowhere near the European Green Deal agenda. The latter assumes, among other things, that the total volume of energy generated from hard and brown coal in the entire European Union cannot exceed 50 TWh in 2030, while PEP2040 assumes 68 TWh for Polish generation alone. The Polish strategy not only ignores the Green Deal recommendations for our country, but also makes it impossible for the entire EU to achieve its own 2030 climate goals (for more on this topic, see the InStrat report: "Achieving the goal").

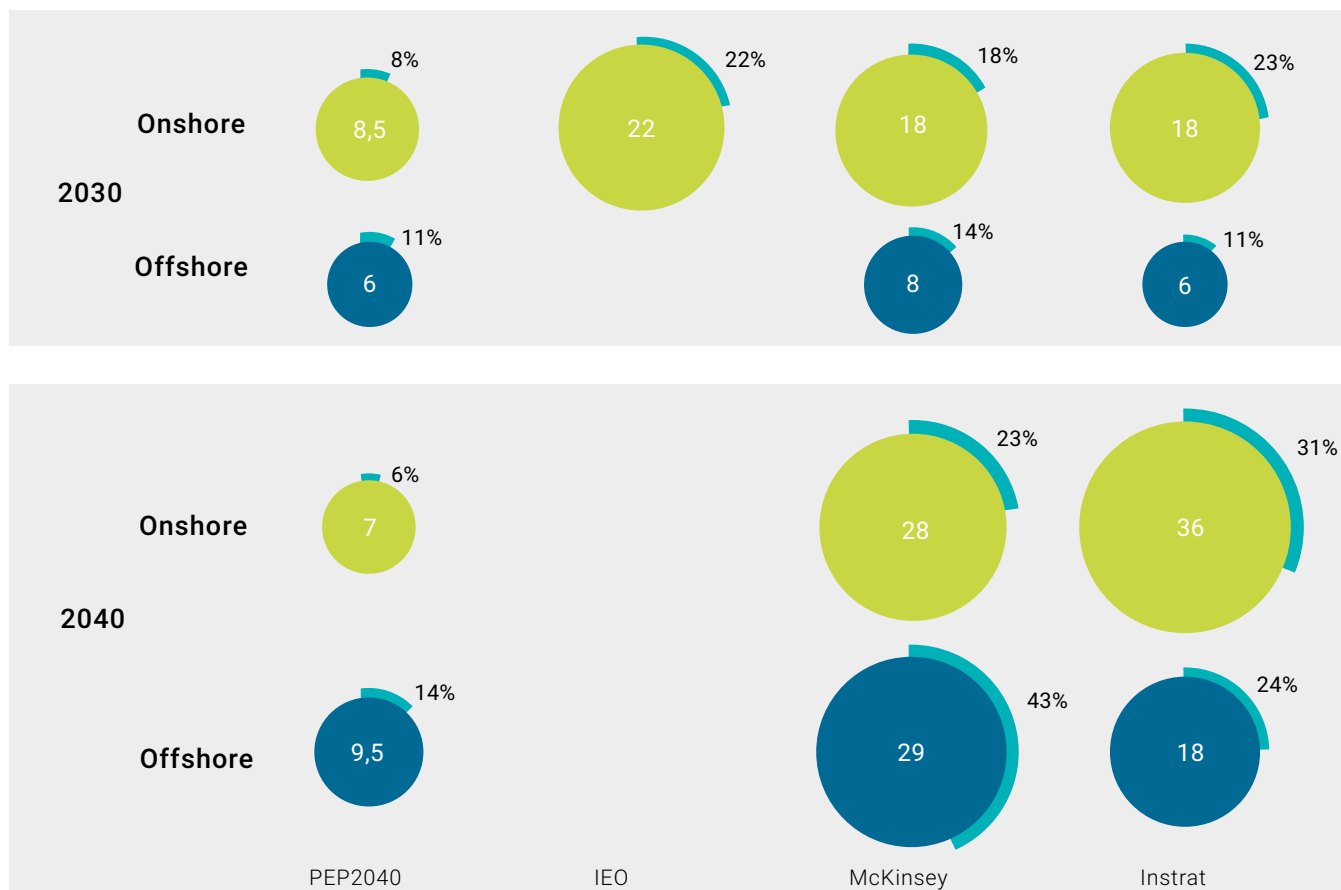
It seems that the long-term energy policy of the Polish government will sooner or later have to cave in to the economic situations and be synchronized with the European Green Deal. From a level of EUR 3–6 per ton just a few years ago, CO₂ allowance prices reached EUR 37 in early 2021 and are highly likely to exceed EUR 70 per ton after 2030. A thorough update of the strategy is therefore inevitable. Regardless of the selected scenario, several strong strategic shifts are likely to be part of it, including a dramatic reduction in coal-fired generation, a temporary increase in gas-fired generation and a strong and sustained increase in the share of carbon-free sources, mainly wind, in the mix. The future generation system will also make it possible to lower the minimum threshold of systemic base-load sources through the use of technologies related to storage, optimization of consumption efficiency, reduction of transmission losses, improvement of the efficiency of RES generation, or expansion of the infrastructure supporting energy imports. All in all, this already marks the beginning of a long-term growth trend for the onshore and offshore wind energy sector in Poland. It is

wiatrowej w Polsce. Od decyzji politycznych zależy, czy będzie on sztucznie hamowany regulacjami w rodzaju 10H, ale kierunek i zwrot wektora trendu wydają się trwalsze niż kiedykolwiek.

up to policy decisions whether it will be artificially inhibited by regulations such as 10H, but the direction of the trend vector seems more durable than ever.

Wykres 32. Moc zainstalowana (GW) farm onshore i offshore oraz udział w produkcji brutto (%) w latach 2030–2040

Chart 32. Installed capacity (GW) of onshore and offshore farms and share in gross production (%) in 2030–2040



Wielkość bańki oznacza moc w GW, w okręgu widoczny jest procentowy udział w produkcji ogółem /
 The size of the bubble indicates the capacity in GW, the circle shows the percentage share in the total production

Źródło: Opracowanie Baker Tilly TPA na podstawie danych McKinsey, Instrat, IEO, PEP2040

Source: Baker Tilly TPA analysis based on data from McKinsey, Instrat, IEO, PEP2040



**Pomoc publiczna dla lądowej
energetyki wiatrowej.
Perspektywa 2021+**

**State aid for onshore
wind energy.
2021+ outlook**

System aukcyjny

Starania PSEW znalazły swój finał w nowelizacji ustawy o OZE, która wydłuży maksymalny termin udzielania pomocy publicznej w systemie aukcyjnym do końca 2027 r. Przedłużenie wymaga zgody Komisji Europejskiej, co oznacza, że system przewidziany w ustawie musi zostać notyfikowany, a następnie zatwierdzony.

Projekt nowelizacji ustawy o OZE 13 kwietnia 2021 r. został przyjęty przez Radę Ministrów. Wkrótce nowelizacja zostanie przekazana do prac parlamentarnych. Jest duża szansa, że ustawa zostanie podpisana przez prezydenta przed wakacjami. Zatwierdzenie systemu przez Komisję Europejską nie powinno stanowić problemu.

Następnie Rada Ministrów ma określić, w drodze rozporządzenia, maksymalne ilości i wartości energii elektrycznej, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji w następujących po sobie latach kalendarzowych 2022–2027.

Ministerstwo Klimatu i Środowiska rozpoczęło również proces przygotowania się do notyfikacji przedłużenia aukcyjnego systemu wsparcia, zgodnie z kierunkiem przyjętym w projekcie nowelizacji ustawy o odnawialnych źródłach energii. W tym celu wynajęty został profesjonalny doradca od pomocy publicznej, którego celem jest sprawne przeprowadzenie tego procesu.

W opinii PSEW sposób prowadzenia przedmiotowego procesu przez MKiŚ pozwala oczekiwać, iż zostanie on zrealizowany sprawnie i w odpowiednim terminie. Obecnie trwa również proces ewaluacji aukcyjnego mechanizmu wsparcia przez niezależny podmiot na potrzeby Ministerstwa Klimatu i Środowiska. Ewaluacja jest elementem koniecznym, wynikającym z decyzji notyfikacyjnej istniejącego systemu wsparcia i zostanie przekazana do Komisji Europejskiej. Podmiot realizujący ewaluację zwrócił się również do PSEW w zakresie współpracy przy dokonaniu przedmiotowej oceny.

Fundusze i granty

W obszarze dostępnych dla inwestycji wiatrowych programów grantowych finansowanych z funduszy europejskich nie da się wiele powiedzieć w chwili, w której oddajemy niniejszy raport w ręce czytelników. Z perspektywy finansowej 2014–2020 nie ma już do dyspozycji żadnych środków, o które można by się ubiegać. Z kolei perspektywa 2021–2027 nie została jeszcze zoperacjonalizowana w sposób umożliwiający analizę. Jej ramy zostały wstępnie przyjęte przez Parlament Europejski w grudniu 2020 r. i oczekują obecnie na zakończenie rundy ratyfikacyjnej w parlamentach krajowych wszystkich państw członkowskich UE. Na podstawie projektu PE można stwierdzić, iż dalszy rozwój energetyki wiatrowej zarówno na lądzie, jak i na morzu będzie mógł liczyć na dalsze i znaczące wsparcie finansowe, w duchu Europejskiego Zielonego Ładu. Szczegóły co do dostępnych w poszczególnych państwach środków oraz zasad ich przyznawania pojawią

Auction system

The PSEW's efforts culminated in an amendment to the Act on Renewable Energy Sources, which will extend the maximum deadline for granting public aid under the auction system until the end of 2027. The extension requires approval from the European Commission, which means that the system provided for in the Act must be notified and then approved.

The draft amendment to the RES Act was approved by the Council of Ministers on April 13, 2021. The amendment will soon be sent for parliamentary work. There is a good chance that the Act will be signed by the president before the vacations. The approval by the European Commission should not be a problem.

Subsequently, the Council of Ministers is to determine, by regulation, the maximum quantities and values of electric energy that may be auctioned in consecutive calendar years 2022–2027.

The Ministry of Climate and Environment has also started the process of preparing for the notification of the extension of the auction support system, in accordance with the direction adopted in the draft amendment to the Act on Renewable Energy Sources. A professional public assistance consultant has been hired to make this process go smoothly.

According to the PSEW, the manner in which the Ministry of Economy is handling the process leads to the expectation that it will be carried out efficiently and in a timely manner. An evaluation of the auction support mechanism by an independent entity for the Ministry of Climate and Environment is also currently underway. The evaluation is a necessary element resulting from the decision on notification of the existing support system and will be submitted to the European Commission. The evaluator also approached the PSEW regarding its cooperation in conducting this evaluation.

Funding and grants

There is not much that can be said in the area of EU-funded grant programs available for wind investments at the time of handing over this report to the readers. There are no more funds available to apply for in the 2014-2020 financial perspective. The 2021-2027 perspective, on the other hand, has not yet been operationalized in a manner that would allow for an analysis. Its framework was provisionally adopted by the European Parliament in December 2020 and it is now awaiting the completion of the ratification round in the national parliaments of all EU Member States. On the basis of the EP project, it can be concluded that further development of wind energy both onshore and offshore will be able to expect further and significant financial support, in the spirit of the European Green Deal. The details regarding the funds available in each country and how they will be allocated will only be revealed once national parliaments complete ratification and the European Commission reaches

się jednak dopiero po zakończeniu ratyfikacji przez parlamenty krajowe i przeprowadzeniu przez Komisję Europejską dwustronnych uzgodnień z rządami poszczególnych państw na temat zatwierdzenia proponowanych przez nie programów krajowych. Może to mieć miejsce najwcześniej jesienią bieżącego roku. A zatem ogłoszenie przez polski rząd środków i szczegółów funkcjonowania krajowych programów wdrażających nową perspektywę finansową może nastąpić najwcześniej pod koniec 2021 r. Dlatego też w kolejnym wydaniu raportu z pewnością poświęcimy temu obszarowi znacznie więcej miejsca.

bilateral agreements with national governments to approve their proposed national programmes. This may take place this fall at the earliest. The Polish government may announce the measures and details of the functioning of the national programs implementing the new financial perspective no earlier than at the end of 2021. Therefore, in the next issue of the report we will certainly devote much more space to this area.



Wydarzenia energetyki wiatrowej w Polsce

Wind energy
events in Poland

PSEW organizuje co roku szereg wydarzeń obejmujących tematykę dotyczącą energetyki wiatrowej oraz innych technologii OZE. Więcej o nadchodzących w 2021 r. wydarzeniach znaleźć można na: www.psew.pl/wydarzenia.

Poniżej przedstawiamy w skrócie najważniejsze wydarzenia minionego roku:

RE-Source Poland Conference (4–5 lutego 2020 r.)

Pierwsza konferencja poświęcona możliwościom pozyskiwania energii z OZE przez przedsiębiorstwa przyciągnęła ponad 220 gości. Wśród nich jedną trzecią stanowili odbiorcy energii. Łącznie odbyło się ponad 110 spotkań B2B. Obecni na konferencji przedstawiciele rządu – Ireneusz Zyska, wiceminister klimatu i pełnomocnik rządu ds. OZE, oraz Krzysztof Mazur, wiceminister rozwoju, otrzymali jasny sygnał, że zakłady przemysłowe w Polsce chcą budować przewagi konkurencyjne w oparciu i coraz tańszą energię z OZE. Kolejna edycja wydarzenia została zaplanowana na pierwszą połowę września 2021 r.

Every year the PSEW organizes a series of events covering the topics related to wind energy and other RES technologies. For more information on upcoming industry meetings, visit: <http://psew.pl/en/events/>.

Below we outline the highlights of the previous year:

RE-Source Poland Conference (February 4–5, 2020)

The first conference dedicated to the possibilities of obtaining energy from RES by enterprises gathered over 220 guests. One-third of those were energy consumers. In total, more than 110 B2B meetings were held. The government representatives present at the conference – Ireneusz Zyska, Deputy Minister of Climate and Government Plenipotentiary for Renewable Energy Sources, and Krzysztof Mazur, Deputy Minister of Development – received a clear signal that industrial plants in Poland want to build competitive advantages on the basis of increasingly cheaper energy from RES. The next edition of the event has been scheduled for the first half of September 2021.



Konferencja PSEW2020 (24–26 sierpnia 2020 r.)

To największe branżowe wydarzenie w Polsce poświęcone energetyce wiatrowej. Tradycyjnie uczestnicy Konferencji mogli zapoznać się z oceną bieżącej sytuacji na rynku, zdobyć informacje na temat najnowszych trendów oraz usłyszeć najbardziej aktualne prognozy rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce, ale też w Europie i na świecie.

Konferencja PSEW to również miejsce spotkań najważniejszych podmiotów gospodarczych działających na rynku, co stanowi okazję do nawiązania wielu ważnych, strategicznych kontaktów biznesowych. W Konferencji biorą udział przedstawiciele firm z całej Europy, między innymi deweloperzy, inwestorzy, producenci podzespołów czy przedstawiciele sektora dystrybucji energii, a także stowarzyszeń

PSEW2020 Conference (August 24–26, 2020)

This is the largest industry event in Poland dedicated to wind energy. Traditionally, the conference participants could learn about the current market situation, acquire information on the latest trends and hear the most up-to-date forecasts of wind power development in Poland, Europe and worldwide.

The PSEW Conference is also a meeting place for key market players, which provides an opportunity to establish many important, strategic business contacts. The conference is attended by representatives of enterprises from all over Europe, including developers, investors, component manufacturers or representatives of the energy distribution sector, as well as industry associations. The PSEW2021

branżowych. Konferencja PSEW2021 odbędzie się w dniach 30 sierpnia–1 września 2021 r., jak zwykle w Hotelu Narwil w Serocku.

Conference will be held on August 30–September 1, 2021, as usually at the Narwil Hotel in Serock.



Pomeranian Offshore Wind Conference 2020 (30 września – 1 października 2020 r.)

Międzynarodowe wydarzenie, podczas którego miało miejsce podpisanie „Deklaracji Bałtyckiej na rzecz Morskiej Energetyki Wiatrowej”, która inauguruje współpracę pomiędzy Polską, krajami bałtyckimi i Komisją Europejską w zakresie rozwoju morskich farm w polskiej części Morza Bałtyckiego.

Pomeranian Offshore Wind Conference 2020 (September 30 – October 1, 2020)

The international event, during which the “Baltic Declaration for Offshore Wind Energy” was signed, inaugurates the cooperation between Poland, the Baltic States and the European Commission on the development of offshore wind farms in the Polish part of the Baltic Sea.



O autorach



Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej

Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej (PSEW) jest organizacją pozarządową działającą od 1999 r., założoną przez grupę osób zainteresowanych wdrażaniem technologii wiatrowych na terenie Polski. Nadrzędnym celem Stowarzyszenia jest praca na rzecz poprawy istniejących i tworzenia nowych zapisów prawnych oraz zwiększenia świadomości społecznej w zakresie energetyki wiatrowej, tak aby umożliwić jej dynamiczny rozwój w Polsce.

Celem PSEW jest również podejmowanie inicjatyw mających na celu zwalczanie barier rozwoju energetyki wiatrowej. Stowarzyszenie skupia czołowe firmy działające na rynku energetyki wiatrowej w Polsce: inwestorów, deweloperów, producentów turbin i podzespołów do elektrowni, zarówno z Polski, jak i z zagranicy.

Firmy należące do PSEW zyskują między innymi dostęp do aktualnej wiedzy na temat rynku, polityki i prawa regulującego funkcjonowanie sektora energetyki wiatrowej, bezpośredni kontakt i możliwość współpracy z innymi członkami stowarzyszenia, ekspozycję marki na kanałach komunikacyjnych PSEW, a także preferencyjne koszty uczestnictwa w wydarzeniach organizowanych przez PSEW oraz rabat przy zakupie raportów, opracowań, studiów przygotowywanych przez PSEW.

W ramach PSEW funkcjonują grupy robocze, w których mogą brać udział członkowie Stowarzyszenia, w tym Grupa ds. morskiej energetyki wiatrowej (offshore), Grupa ds. regulacji w morskiej energetyce wiatrowej, Grupa ds. permitingu offshore, Grupa ds. portów, Grupa ds. O&M i Podgrupa ds. UDT, Grupa analityczna, Grupa ds. regulacji onshore, Grupa ds. sieciowych onshore, Grupa 10H, Grupa ds. bilansowania/Rynku Energii, Grupa ds. corporate PPAs.

www.psew.pl



**Janusz
Gajowiecki**
CEO



**Kamila
Tarnacka**
Vice-President
of the Board



**Piotr
Czopek**
Director



**Magdalena
Klera-Nowopolska**
Head of Environment &
Development Department



**Irena
Gajewska**
Communication
Manager

About the authors

Polish Wind Energy Association

The Polish Wind Energy Association (PSEW) is a non-governmental organization established in 1999 by a group of persons interested in the development of wind energy technologies in Poland. The primary goal of the Association is to work towards improving existing and creating new legal regulations and increasing public awareness of wind energy in order to enable its dynamic development in Poland.

The PSEW's objective is also to undertake initiatives aimed at counteracting barriers to wind energy development. The Association brings together leading companies operating in the wind energy market in Poland: investors, developers, turbine and power plant component manufacturers, both from Poland and abroad.

The PSEW's member companies enjoy, among other things, access to up-to-date knowledge of the market, policy and laws regulating the wind energy sector, direct contact and cooperation opportunities with other Association Members, brand exposure in PSEW communication channels as well as preferential participation costs in the PSEW events and a discount for the purchase of reports, studies and research prepared by the PSEW.

The PSEW has working groups that members of the Association may participate in, including the Offshore Wind Energy Group, Offshore Regulation Group, Offshore Permitting Group, Ports Group, O&M Group and UDT Subgroup, Study Group, Onshore Regulation Group, Onshore Grid Group, 10H Group, Balancing/Market Energy Group, Corporate PPAs Group.



DWF

DWF jest wiodącym globalnym dostawcą zintegrowanych usług prawnych i biznesowych, działającym w ośmiu kluczowych sektorach gospodarki; zatrudnia ponad 4000 osób w ponad 30 lokalizacjach na całym świecie. Współpracując na poziomie zarówno globalnym jak i lokalnym, wspieramy naszych klientów w osiągnięciu wyznaczonych celów biznesowych.

Kluczowe obszary działalności warszawskiego biura to między innymi: energetyka odnawialna, ochrona środowiska, fuzje i przejęcia, rynki kapitałowe, nieruchomości, budownictwo i infrastruktura, bankowość, finanse i restrukturyzacja, własność intelektualna, rozstrzyganie sporów, prawo konkurencji i kwestie regulacyjne, podatki, prawo pracy, a także zamówienia publiczne.

DWF w Polsce posiada wyróżniający się na rynku zespół doświadczonych prawników specjalizujących się w obsłudze sektora odnawialnych źródeł energii, w tym w energetyce wiatrowej na lądzie. To „one-stop shop” w zakresie regulacji energetyki, aukcji, pozwoleń, umów, ocen oddziaływania na środowisko, nieruchomości, transakcji i podatków, bieżącej działalności, a także rozwiązywania sporów, w tym mediacji.

Zespół znany jest również z doradztwa na rzecz stowarzyszeń branżowych, takich jak Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej (PSEW), które wspiera w działaniach dotyczących programu wsparcia dla odnawialnych źródeł energii w Polsce i UE a także aktywnie uczestniczy w inicjatywach legislacyjnych dotyczących tego sektora.

www.dwfgroup.com



**Karol
Lasocki**
Partner



**Wiktoria
Rogaska**
Counsel



**Małgorzata
Lesiak-Ćwikowska**
Counsel



**Maria
Kierska**
Senior Associate



**Przemysław
Bugnacki**
Junior Associate



**Joanna
Derlikiewicz**
Junior Associate



**Krystian
Andrzejewski**
Junior Associate

DWF

DWF is a leading global provider of integrated legal and business services, operating across eight key sectors in over 30 global locations with over 4,000 people. Our purpose is to deliver positive outcomes with our colleagues, clients and communities.

The Warsaw office key practices include renewable energy, environment, mergers and acquisitions, capital markets, real estate, construction and infrastructure, banking, finance and restructuring, intellectual property, dispute resolution, competition and regulatory matters, tax and employment, as well as public procurement.

DWF in Poland has a distinctive team of experienced lawyers providing specialist legal advice and support to the Renewable Energy sector, including onshore wind power. It is a one-stop-shop for energy regulatory issues, auctions, permitting, contracts, environmental impact assessment, real estate, M&A, tax, day-to-day operations as well as dispute resolution, including mediation.

The team is also renowned for advising sector chambers and organisations, such as the Polish Wind Energy Association (PWEA), strengthening their efforts with respect to issues concerning the support scheme for renewables in Poland and the EU. It also actively participates in legislative initiatives concerning the sector.



TPA Poland / Baker Tilly TPA

TPA to wiodąca międzynarodowa grupa konsultingowa oferująca kompleksowe usługi doradztwa biznesowego w 12 państwach Europy Środkowej i Południowo-Wschodniej.

W Polsce TPA należy do największych firm doradczych. Zapewniamy międzynarodowym koncernom oraz dużym przedsiębiorstwom krajowym efektywne rozwiązania biznesowe z zakresu doradztwa podatkowego, outsourcingu księgowości i płac, doradztwa dla sektora nieruchomości i doradztwa personalnego, a także audytu i doradztwa biznesowego pod marką Baker Tilly TPA. Naturalnym uzupełnieniem naszych interdyscyplinarnych usług jest obsługa prawna, którą oferujemy pod marką Baker Tilly Woroszyńska Legal.

Jako członek Baker Tilly International łączymy zalety zintegrowanej, interdyscyplinarnej obsługi „one-stop-shop” z lokalną ekspertyzą i zasięgiem międzynarodowej grupy doradczej.

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.

www.tpa-group.pl
www.bakertilly-tpa.pl



Wojciech Sztaba
 Managing Partner
 TPA Poland



Krzysztof Horodko
 Managing Partner
 Baker Tilly TPA



Mikołaj Ratajczak
 Associate Partner
 TPA Poland



Maciej Krokosiński
 Associate Partner
 Baker Tilly TPA



Tomasz Manowiec
 Director
 Baker Tilly TPA



Damian Szparaga
 Senior Associate
 Baker Tilly TPA



TPA Poland / Baker Tilly TPA

TPA is a leading international consulting group, offering comprehensive business advisory services in 12 countries of Central and Southeastern Europe.

In Poland, TPA is one of the largest consulting companies. We provide international corporations and large domestic companies with effective business solutions in terms of tax advisory, accounting and payroll outsourcing, real estate advisory and personnel consulting, as well as audit and business advisory services under the Baker Tilly TPA brand. Legal services, provided under the Baker Tilly Woroszyńska Legal brand, have been a natural addition to our interdisciplinary services.

As a member of Baker Tilly International, we combine the advantages of integrated, interdisciplinary “one-stop-shop” services with local expertise and global reach of the advisory group.

TPA Poland, Baker Tilly TPA, and Baker Tilly Legal Poland are the exclusive representatives of Baker Tilly International in Poland – one of the largest global networks of independent consulting companies.



www.dwfgroup.com



www.psew.pl



www.tpa-group.pl



www.bakertilly-tpa.pl