



Uniwersytet im. Adama Mickiewicza w Poznaniu

Adam Mickiewicz University, Poznań

<https://researchportal.amu.edu.pl>

Publikacja / Publication	Wybrane aspekty podatkowe związane z odnawialnymi źródłami energii
Autorzy / authors	Suchoń Aneta
Adres publikacji w Repozytorium URL / Publication address in Repository	https://researchportal.amu.edu.pl/info/article/UAMc662f0b5f0aa4b3d9b2cebd4df4f2a8c/
Data opublikowania w Repozytorium / Deposited in Repository on	2022-12-08
Cytuj tę wersję / Cite this version	Suchoń A., Wybrane aspekty podatkowe związane z odnawialnymi źródłami energii, [in:] Podręcznik OZE. Ekonomia, technika, prawo, samorząd, społeczeństwo, ed by. P. Gołasa, Fundacja FAPA Polska Izba Bankowości Spółdzielczej, Warszawa 2022, pp. 235–253, http://fapa.org.pl/publikacjePDF/podrecznik-oze.pdf .

PODREČZNIK OZE

Ekonomia, technika, prawo,
samorząd, społeczeństwo

Redaktor naukowy
Piotr Golasa

PODREČCZNIK OZE

Ekonomia, technika, prawo,
samorząd, społeczeństwo

PODREČZNIK OZE

Ekonomia, technika, prawo,
samorząd, społeczeństwo

Redaktor naukowy
Piotr Gołasa

Warszawa 2022

Recenzenci:

Dr hab. Mirosław Wasilewski, prof. SGGW w Warszawie

Dr hab. Marcin Wysokiński, prof. SGGW w Warszawie

Redaktor naukowy:

Piotr Gołasa

© Copyright by Fundacja FAPA



Wydawca:

Fundacja FAPA

Polska Izba Bankowości Spółdzielczej

Aleje Jerozolimskie 133, lok. 002

02-304 Warszawa

ISBN 978-83-950905-2-3

Realizacja na zlecenie wydawcy

OFI Krzysztof Gawrychowski

Spis treści

Wstęp	9
-------------	---

ROZDZIAŁ 1.

Miejsce OZE w gospodarce	11
---------------------------------------	----

PIOTR SULEWSKI

1.1. Podstawowe uwarunkowania rozwoju OZE: zasoby naturalne – wzrost gospodarczy – efekty zewnętrzne	13
1.1.1. Zasoby naturalne i problem wyczerpywania się nieodnawial- nych źródeł energii	13
1.1.2. Negatywne konsekwencje wzrostu gospodarczego opartego na nieodnawialnych źródłach energii – efekty zewnętrzne	20
1.1.3. Idea Trwałego (zrównoważonego) Rozwoju jako paradyg- mat energetyki odnawialnej	23

PIOTR GRADZIUK

1.2. Miejsce OZE w kontekście potrzeby zrównoważonego rozwoju	29
1.2.1. Zmiany klimatyczne i ich związek ze zużyciem nieodnawial- nych źródeł energii	29
1.2.2. Potrzeba rozwoju wykorzystania OZE w kontekście środo- wiskowych, ekonomicznych i polityczno-społecznych wy- zwań współczesności	32
1.2.3. Polityka klimatyczna i energetyczna UE	36
1.2.4. Stan i perspektywy rozwoju OZE w Polsce	45

ROZDZIAŁ 2.

Techniczne zasady funkcjonowania OZE	49
---	----

RAFAŁ CZAJA

2.1. Fotowoltaika	51
2.1.1. Rozwój fotowoltaiki w Polsce i Europie	52
2.1.2. Nowe przepisy	52
2.1.3. Budowa modułu fotowoltaicznego	52
2.1.4. Agrofotowoltaika	56

IGNACIUK WIKTOR

2.2. Biogazownie	59
2.2.1. Przebieg procesu produkcji	62
2.2.2. Zasady prowadzenia fermentacji	66
2.2.3. Substraty do produkcji	68

2.2.4. Nowe perspektywy w zakresie technologii	74
RAFAŁ CZAJA	
2.3. Energia wiatru	77
2.3.1. Potencjał w Polsce	77
2.3.2. Przepisy prawne	78
2.3.3. Elektrownie przydomowe	78
2.3.4. Dostępne technologie	81
RAFAŁ CZAJA	
2.4. Hydroenergetyka	85
2.4.1. Energetyka wodna w Polsce	85
2.4.2. Podział elektrowni wodnych	85
2.4.3. Zasada działania	88
2.4.4. Rozwój energetyki wodnej zgodnie z Polityką energetyczną Polski do 2040 r.	89
ADAM NOCŃ	
2.5. Biomasa stała	91
2.5.1. Biopaliwa stałe do wytwarzania energii	93
2.5.2. Źródła i rodzaje biomasy	95
2.5.3. Aspekty prawne (uchwały antysmogowe, przepisy krajowe, nakazy UE)	99
2.5.4. Rodzaje urządzeń zasilanych biopaliwem stałym	101
2.6. Katarzyna Leśkiewicz, Dominika Jaskowiak – Zielony wodór	107
2.6.1. Technologie produkcji wodoru	109
2.6.2. Rynek wodoru w Polsce – przykładowe projekty	112
ROZDZIAŁ 3.	
Ekonomiczne aspekty funkcjonowania OZE	117
ANNA MILEWSKA, AGNIESZKA PARLIŃSKA	
3.1. Aktualne programy wsparcia inwestycji (dla samorządów i inwesto- rów indywidualnych), aukcyjny system wsparcia	119
3.1.1. Polityka Spójności na lata 2021–2027	119
3.1.2. Projekt Planu Strategicznego dla Wspólnej Polityki Rolnej (WPR) na lata 2023–2027	120
3.1.3. Program „Czyste powietrze”	121
3.1.4. Program „Moje ciepło”	123
3.1.5. Program „Mój Prąd” na lata 2021–2023	125
3.1.6. Program „Agroenergia 2021 2022”	126
3.1.7. Projektowane działania od 1 stycznia 2023 roku	128
3.1.8. System aukcyjny	131

PIOTR SULEWSKI

3.2. Ocena efektywności inwestycji w odnawialne źródła energii	135
3.2.1. Podstawowe pojęcia związane z rachunkiem opłacalności	135
3.2.2. Metody oceny opłacalności inwestycji w OZE	138
3.2.3. Prosty okres zwrotu i prosta stopa zwrotu	139
3.2.4. Zdyskontowany okres zwrotu.	141
3.2.5. Metoda wartości bieżącej netto (NPV).	142
3.2.6. Metoda wewnętrznej stopy zwrotu (IRR).	144
3.2.7. Uśredniony koszt wytwarzania energii <i>LCOE (levelized cost of electricity / energy)</i>	145
3.2.8. Kalkulacje opłacalności inwestycji w OZE – przykłady	148
3.2.9. Biznesplan – założenia i konstrukcja dla inwestycji w OZE	156

ROZDZIAŁ 4.

Aspekty prawne	163
---------------------------------	------------

KONRAD MARCINIUK

4.1. Administracyjnoprawne uwarunkowania lokalizacji instalacji odnawialnych źródeł energii (OZE).	165
--	-----

JUSTYNA GOŹDZIEWICZ-BIECHOŃSKA

4.2. Decyzja środowiskowa. Przyłączenie do sieci.	187
4.2.1. Decyzja środowiskowa	187
4.2.2. Przyłączenie do sieci.	197

PIOTR IWASZKIEWICZ

4.3. Problematyka dzierżawy nieruchomości na cele fotowoltaiki.	205
---	-----

TOMASZ MARZEC

4.4. Energetyka obywatelska – spółdzielnie energetyczne, klastry energii oraz prosumenci energii odnawialnej	219
4.4.1. Energetyka obywatelska	219
4.4.2. Formy organizacyjno-prawne energetyki obywatelskiej	222

ANETA SUCHOŃ

4.5. Wybrane aspekty podatkowe związane z odnawialnymi źródłami energii.	235
4.5.1. Ulga inwestycyjna w podatku rolnym a OZE.	236
4.5.2. Podatek od nieruchomości Podatek od nieruchomości gruntów, od wiatraków oraz innych budynków, budowli związanych z OZE.	249
4.5.3. Podatek dochodowy od osób fizycznych w przypadku oddania gruntów w dzierżawę (do korzystania na cele OZE)	251

4.5.4. Podatek VAT w przypadku oddania gruntów w dzierżawę (do korzystania na cele OZE)	252
4.5.5. Ulga termomodernizacyjna w podatku dochodowym od osób fizycznych.	253

ROZDZIAŁ 5.

Samorząd i Społeczeństwo a OZE	255
---	-----

IWONA KOWALSKA

5.1. Rola samorządu w rozwoju OZE.	257
--	-----

WIOLETTA BIENKOWSKA-GOŁASA

5.2. Konflikty społeczne i sposoby ich rozwiązywania w aspekcie rozwoju OZE	279
---	-----

ROZDZIAŁ 6.

OZE w praktyce	291
---------------------------------	-----

PIOTR DRAGAN

6.1. Praktyczne problemy inwestycyjne, mity związane z OZE.	293
6.1.1. Praktyczne problemy inwestycyjne	293
6.1.2. Mity związane z OZE	297

PIOTR GRADZIUK

6.2. Przykłady najciekawszych inwestycji z zakresu OZE w Polsce	303
6.2.1. Ciepłownictwo	305
6.2.2. Gruntowe pompy ciepła w Gminie Ruda-Huta	314
6.2.3. Farma fotowoltaiczna gmin partnerskich Doliny Zielawy	316
6.2.4. Biogazownie rolnicze Goodvalley Agro S.A.	319

Literatura (wybór)	321
------------------------------	-----

Wstęp

Historia ludzkości jest w dużym stopniu historią wykorzystania coraz lepszych, efektywniejszych źródeł energii. Bez dostępu do tanich, niezawodnych źródeł nie ma współczesnej gospodarki, a funkcjonowanie nowoczesnego społeczeństwa jest niemożliwe.

Wiemy już, że tradycyjne źródła energii, pochodzące z wykorzystania paliw kopalnych, sprawiają liczne problemy, począwszy od szkodliwego smogu, przez narastające zmiany klimatyczne, a skończywszy na braku dostępności surowców energetycznych. Pomimo tej wiedzy tradycyjne źródła, w tym wydobywanie węgla, dominują w większości krajów Unii Europejskiej. W Polsce ogromne znaczenie mają uwarunkowania historyczne. Energia z węgla uważana jest za fundament polskiej gospodarki, a rozwój rynku energii opartego na tym surowcu przez dekady stanowił podstawę polityki państwa.

Rok 2022 pokazał, jak ważne są to zagadnienia. Niestabilna sytuacja geopolityczna spowodowana wybuchem wojny w Ukrainie sprawiła, że niemal wszystkie państwa kontynentu stanęły w obliczu ogromnego kryzysu energetycznego związanego z działaniami wojennymi Rosji i ogromnym wzrostem cen paliw kopalnych. A jednym z najważniejszych punktów dyskusji prowadzonych w Polsce i Europie stał się zwrot w kierunku odnawialnych źródeł energii. Podkreśla się, że zmiana źródeł pozyskiwania energii przyczyni się do zmniejszenia kosztów produkcji, ograniczenia skutków ocieplenia klimatu oraz zwiększenia poziomu ochrony środowiska naturalnego, ale przede wszystkim do wzrostu bezpieczeństwa narodowego.

Jednak wykorzystanie odnawialnych źródeł, a w szczególności przeprowadzenie planu inwestycyjnego, jest procesem złożonym. Dotyka kwestii prawnych, ekonomicznych, technicznych i społecznych. Jednocześnie tematyka budzi wiele kontrowersji, wynikających z nieznaności możliwości technologicznych urządzeń wykorzystywanych do pozyskania OZE, nieznaności przepisów prawa czy trudności w szacowaniu przyszłych korzyści finansowych w wyniku poniesionych nakładów inwestycyjnych.

Przysłuchując się prowadzonym dyskusjom, obserwując potrzeby rynku oraz obawy społeczeństwa, uznaliśmy za konieczne przygotowanie podręcznika o charakterze interdyscyplinarnym, będącego próbą kompleksowego podejścia do zagadnień związanych z tematyką OZE.

Aby zadośćuczynić faktycznym potrzebom, odpowiedzieć na wszystkie pytania i rozwiązać wszelkie wątpliwości, zakres zagadnień poruszonych w podręczniku został uzgodniony poprzez szeroko prowadzone konsultacje z przedstawicielami świata nauki, przedsiębiorcami, przedstawicielami władz samorządowych, a zwłaszcza obywatelami, którzy z dostępnych rozwiązań będą w przyszłości korzystać.

Podręcznik OZE. Ekonomia, technika, prawo, samorząd, społeczeństwo jest próbą wyjaśnienia wszelkiego rodzaju mechanizmów funkcjonujących w obszarze OZE z uwzględnieniem problematyki prawnej, ekonomicznej, technologicznej oraz środowiskowej.

W oddawanym w Państwa ręce podręczniku omówiono wszystkie zagadnienia wskazywane jako bariery rozwoju OZE: prawne, ekonomiczne i społeczne, a ponieważ publikacja kierowana jest także do jednostek samorządu terytorialnego i ich pracowników szeroko omówiono rolę samorządu w procesie inwestycyjnym, sposoby rozwiązywania konfliktów społecznych, czy w końcu narzędzia zachęcania społeczności lokalnych do inwestycji w OZE.

Z uwagi na kompleksowość ujęcia tematu, a także przystępny sposób przedstawiania trudnych treści, udostępniany podręcznik może być wykorzystywany jako podstawa programowa wszelkiego rodzaju spotkań informacyjnych ze społecznością lokalną, młodzieżą, źródło wiedzy dla mieszkańców, przedsiębiorców producentów energii.

Z racji interdyscyplinarności zagadnień zawartych w podręczniku został on przygotowany przez szeroki zespół autorski. Poszczególne rozdziały opracowali naukowcy z polskich ośrodków akademickich, specjaliści z zakresu prawa, ekonomii, technologii OZE oraz samorządowcy.

Wyrażamy nadzieję, że zakres tematyczny podręcznika i zawarte w nim treści pozwolą Państwu na realizację celów, dla których zechcieliście z niego skorzystać.

Zarząd Fundacji FAPA
Polska Izba Bankowości Spółdzielczej

Rozdział 1.

MIEJSCE OZE W GOSPODARCE

1.1. Podstawowe uwarunkowania rozwoju OZE: zasoby naturalne – wzrost gospodarczy – efekty zewnętrzne

1.1.1. Zasoby naturalne i problem wyczerpywania się nieodnawialnych źródeł energii

Człowiek prowadzi działalność gospodarczą korzystając z różnych zasobów, które w teorii ekonomii określane są też mianem czynników produkcji. Trzy klasyczne czynniki produkcji to praca, kapitał i ziemia, chociaż współcześnie zestaw ten często rozszerza się o przedsiębiorczość i technologię, które umożliwiają efektywne i sprawne połączenie pozostałych czynników produkcji. Dostęp do zasobów czynników produkcji determinuje potencjał produkcyjny poszczególnych sektorów gospodarki narodowej, w tym sektora energetycznego.

Podstawowy podział zasobów obejmuje zasoby naturalne (pochodzące z przyrody) i antropogeniczne (będące wytworem działalności człowieka). Inne kryterium podziału zakłada wyodrębnienie zasobów materialnych (ziemię z jej zasobami naturalnymi oraz kapitał) i niematerialnych (czynnik pracy poszerzony o informację, wiedzę i umiejętności). Zasoby naturalne obejmują wszelkie występujące na Ziemi „dobra naturalne” możliwe do wykorzystania przez człowieka, takie jak bogactwa naturalne (minerały, woda, powietrze, flora i fauna, siły przyrody oraz walory środowiska decydujące o jakości życia człowieka – przestrzeń geograficzną, piękno krajobrazu, mikroklimat itp.¹ Zasoby naturalne stanowią specyficzną kategorię ekonomiczną i wraz z zasobami antropogenicznymi (majątkiem narodowym) tworzą bogactwo narodowe, przez co stają się też determinantą rozwoju społeczno-gospodarczego². Nadmierna eksploatacja i niszczenie środowiska naturalnego, przejawia-

¹ Czaja S. i in., *Podstawy ekonomii środowiska i zasobów naturalnych*, red. nauk. B. Fiedor, C.H. Beck, Warszawa 2002.

² K. Górka, *Zasoby naturalne jako czynnik rozwoju społeczno-gospodarczego*, „Gospodarka w Praktyce i Teorii” 2014: nr 3(36).

jące się w zmniejszaniu dostępnych zasobów naturalnych, prowadzi, więc do ograniczenia potencjału rozwojowego kraju, chociaż należy zauważyć, że nie wszystkie zasoby naturalne wyczerpują się w wyniku działalności człowieka. Zasoby naturalne mogą mieć różną charakterystykę. Klasyfikację zasobów naturalnych można przeprowadzić według różnych kryteriów, takich jak: wyczerpywalność, odnawialność, użyteczność, obfitość występowania czy sposób wykorzystania. Ze względu na kryterium wyczerpalności można wyróżnić zasoby niewyczerpywalne (w tym niezmiennie przez zużycie, np. energia słoneczna, i zmieniane poprzez zużycie, np. woda, powietrze) oraz wyczerpywalne (w tym wyczerpywalne odnawialne, np. rośliny, zwierzęta), wyczerpywalne częściowo odnawialne (mikroklimat) oraz wyczerpywalne nieodnawialne (minerały, ropa, gaz, rudy metali). Inaczej mówiąc, zasoby wyczerpywalne to te, które przynajmniej w krótkim czasie nie ulegają odtworzeniu, a niewyczerpywalne to takie, które pomimo ograniczonej ilości mogą się odnawiać. Szczególnym zasobem niewyczerpywalnym jest energia słoneczna – szacuje się, że jej ilość, docierająca na Ziemię jest kilka tysięcy razy większa niż całe światowe potrzeby energetyczne. W kategoriach zasobów niewyczerpywalnych postrzegano dotychczas również takie zasoby jak woda czy powietrze, jednak ze względu na zanieczyszczenie coraz częściej postrzegane są one jako zasoby wyczerpywalne. Do zasobów wyczerpywalnych zalicza się też wszelkiego rodzaju surowce, które wydobywane są z ziemi. Bez surowców tych nie może obejść się większość sektorów gospodarki – nawet te, które nie uczestniczą bezpośrednio w procesach przetwarzania surowców wydobywanych z ziemi są od nich uzależnione.

Ze względu na kryterium użyteczności zasoby naturalne dzieli się na: surowce mineralne (paliwa kopalne, zasoby metali, zasoby skalne, zasoby zdobnicze – metale szlachetne), wodę, powietrze, energię słoneczną, drewno oraz glebę. Ze względu na obfitość występowania można wyróżnić zasoby występujące powszechnie (np. powietrze, skały), zasoby występujące obficie (których wystarczy na kilkadziesiąt lat) oraz zasoby ograniczone (które mogą wkrótce ulec wyczerpaniu, np. ropa naftowa). Ze względu na formę, zasoby naturalne można podzielić na zasoby materii żywej (flora, fauna i mikroorganizmy), materii nieożywionej (gazy, ciecze i substancje stałe) oraz energię (energia słońca, grawitacja, energia kondensacji pary).

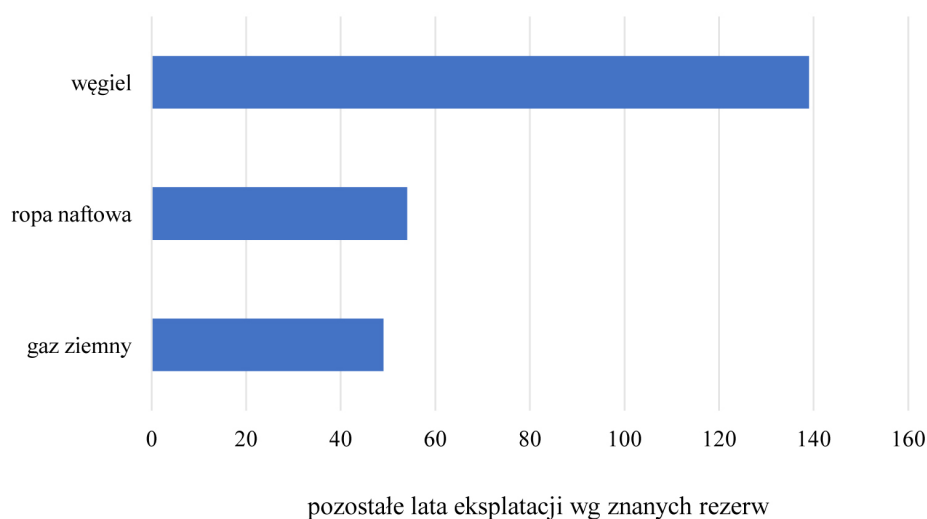
Szczególne miejsce w dyskusji o zasobach wyczerpywalnych zajmują nośniki energii takie jak węgiel kamienny, węgiel brunatny, gaz ziemny i ropa naftowa. Intensywny rozwój gospodarczy i cywilizacyjny, jaki nastąpił od czasów rewolucji przemysłowych, opierał się w dużej mierze na wykorzystaniu właśnie tych surowców. Efektem tego procesu jest zmniejszająca się ilość łatwo dostępnych surowców energetycznych, co wobec rosnącego globalnie zapotrzebowania na energię negatywnie przekłada się na bezpieczeństwo energetyczne świata.

Jednym z kluczowych wydarzeń, jakie zmieniły sposób postrzegania dostępności surowców energetycznych, był kryzys naftowy w latach 70. XX wieku, który pomimo, że miał podłoże jedynie polityczne (nie wynikał z braku surowców), to

uświadomił zamożnym krajom Zachodu, jakie znaczenie odgrywają surowce energetyczne w funkcjonowaniu współczesnego społeczeństwa i gospodarki. Wobec nowego zjawiska, jakim stały się braki paliwa, zarówno przemysł, jak i politycy zaczęli szukać rozwiązań sprzyjających bardziej oszczędnemu wykorzystaniu surowców naturalnych³.

Na rysunku 1 przedstawiono szacunkową liczbę lat możliwej dalszej eksploatacji węgla, ropy naftowej i gazu ziemnego z udokumentowanych rezerw. Z zamieszczonych danych wynika, że jeśli nie zostaną odkryte nowe złoża możliwe do eksploatacji, to gazu wystarczy na niecałe 50 lat, ropy na nieco ponad 50 lat, węgla na prawie 140 lat. W tym zakresie możliwe są oczywiście istotne zmiany, ale warto zauważyć, że o ile jeszcze do niedawna np. światowe rezerwy ropy naftowej przyrastały, o tyle od kilkunastu lat obserwuje się wyraźne wyhamowanie tej tendencji (co zilustrowane zostało na rysunku 2).

Rysunek 1. Szacunkowe lata możliwej dalszej eksploatacji węgla, ropy naftowej i gazu ziemnego z udokumentowanych rezerw

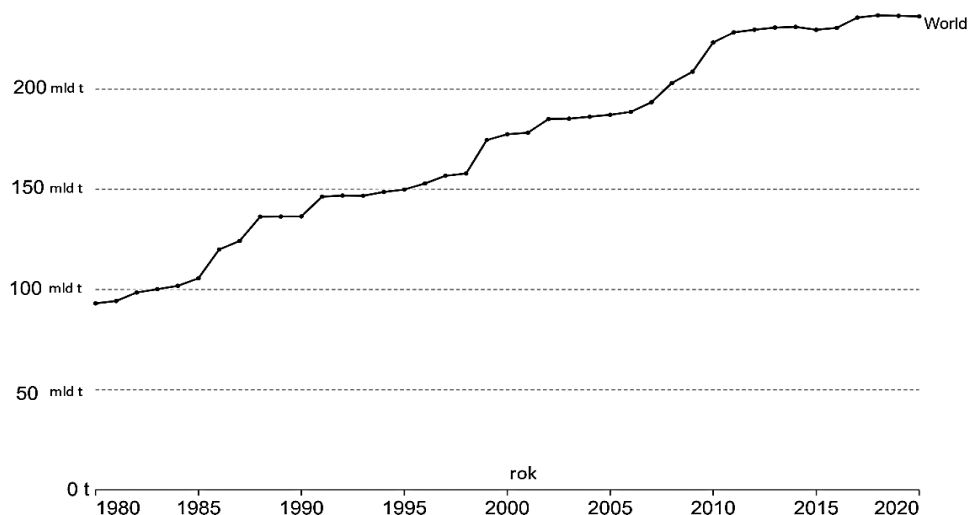


Źródło: *Our World in Data 2022* – <https://ourworldindata.org/fossil-fuels/> (użycie na licencji Creative Commons).

Na podstawie przedstawionych danych można więc stwierdzić, że długoterminowy potencjał korzystania z nieodnawialnych zasobów energetycznych jest dość ograniczony. Jednocześnie w ujęciu globalnym od wielu lat obserwuje się wyraźny trend rosnący w zakresie wydobycia surowców energetycznych (Rysunek 3) jak

³ M. Ross, *Natural resources and civil war: An overview*, "World bank research observer" (2003): 1–37.

Rysunek 2. Zmiany w poziomie globalnych rezerw ropy naftowej

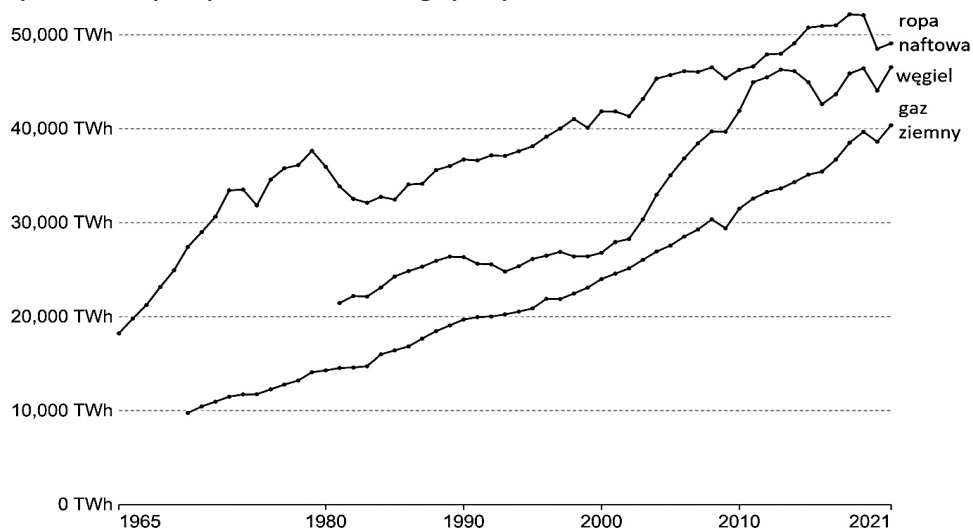


Źródło: *Our World in Data 2022* – <https://ourworldindata.org/energy> (użycie na licencji Creative Commons)

też energii elektrycznej generowanej z surowców kopalnych (Rysunek 4). Można w tej kwestii dostrzec jednak wyraźne różnice między trendem globalnym, a zmianami obserwowanymi w Europie, gdzie od kilkunastu lat ilość energii wytwarzanej z paliw kopalnych ulega zmniejszeniu. Obserwowane zmiany, zarówno w ujęciu globalnym, jak i europejskim, wynikają z jednej strony ze zmian zapotrzebowania w efekcie wzrostu lub spadku liczby ludności (szybki wzrost w krajach rozwijających się i stagnacja lub spadek w krajach rozwiniętych) oraz trwającej w krajach europejskich transformacji energetycznej, przejawiającej się poprawą efektywności i powolnym zastępowaniem nieodnawialnych zasobów energetycznych odnawialnymi źródłami energii.

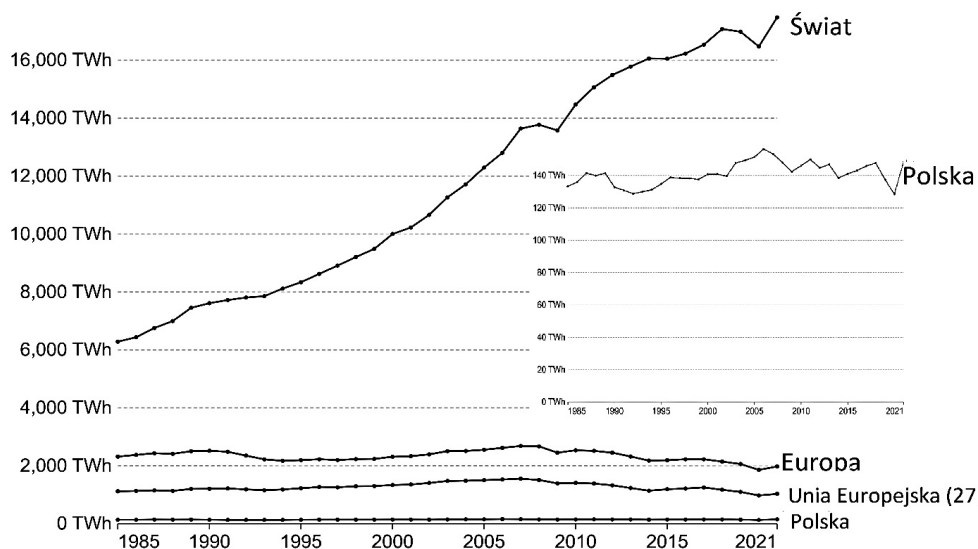
Pomimo że procesy zastępowania paliw kopalnych energią odnawialną trwają już kilka dekad, to nadal surowce nieodnawialne dominują w strukturze energii pierwotnej (energia pozyskiwana bezpośrednio z zasobów naturalnych odnawialnych i nieodnawialnych). Warto podkreślić, że pod tym względem dość słabo wypada Polska, gdyż udział energii pierwotnej z paliw kopalnych jest zdecydowanie wyższy niż przeciętnie w innych krajach UE czy nawet całej Europy. Nieco lepiej wygląda sytuacja w przypadku energii elektrycznej – w tym przypadku udział surowców nieodnawialnych jest nieco mniejszy, jednak nadal wyraźnie dominuje. Warto jednocześnie zauważyć, że w przypadku energii elektrycznej w ostatnich kilkunastu latach nastąpił znacznie większy spadek udziału paliw kopalnych w generacji niż w przypadku energii pierwotnej ogółem.

Rysunek 3. Wydobywanie surowców energetycznych



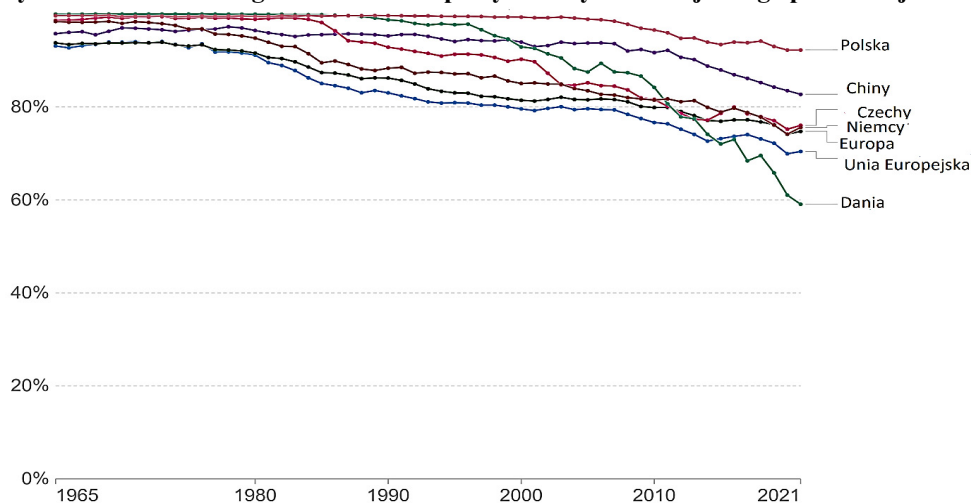
Źródło: *Our World in Data 2022* – <https://ourworldindata.org/search?q=fossil+fuel+production> (użycie na licencji Creative Commons)

Rysunek 4. Energia elektryczna generowana z surowców kopalnych



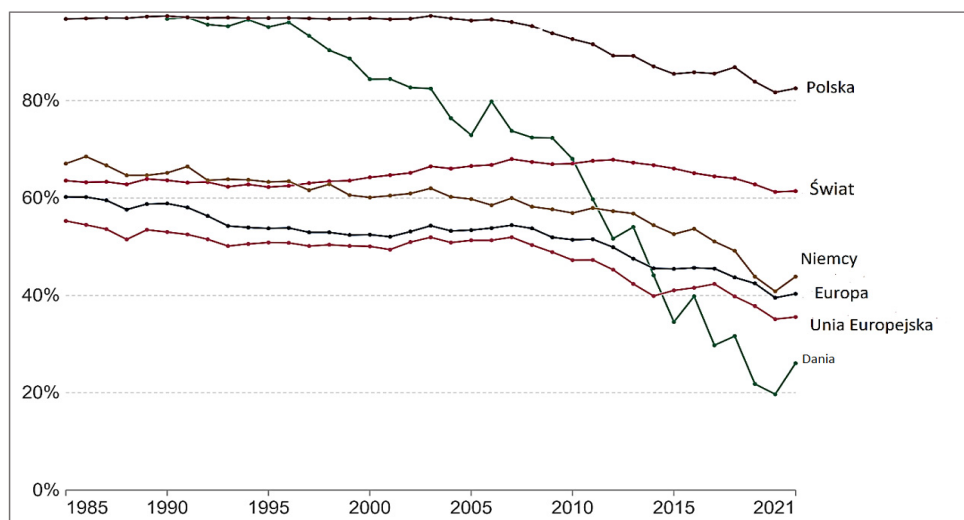
Źródło: *Our World in Data 2022* – <https://ourworldindata.org/search?q=electricity+generation+from+fossil+fuels> (użycie na licencji Creative Commons)

Rysunek 5. Udział energii z surowców kopalnych w wytwarzanej energii pierwotnej



Źródło: *Our World in Data 2022* – <https://ourworldindata.org/fossil-fuels> (użycie na licencji Creative Commons)

Rysunek 6. Udział paliw kopalnych w produkcji energii elektrycznej



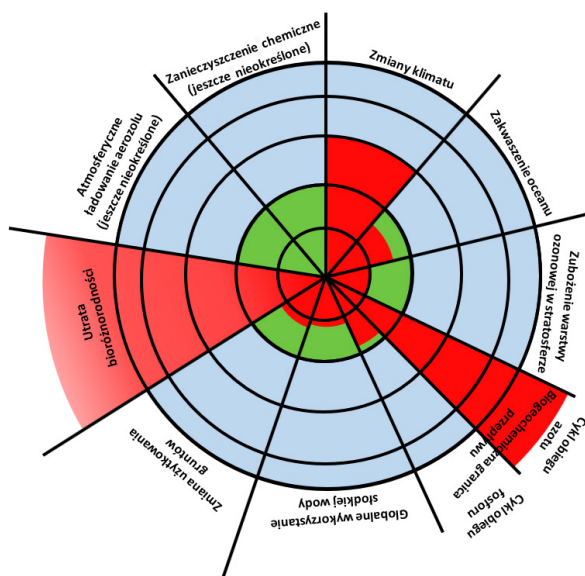
Źródło: *Our World in Data 2022* – <https://ourworldindata.org/fossil-fuels> (użycie na licencji Creative Commons).

W rozważaniach o zasobach środowiska naturalnego warto zwrócić też uwagę na specyficzny zasób, jakim jest jego zdolność do gromadzenia odpadowych produktów działalności człowieka. Do niedawna świadomość ograniczonej zdolności

planety do kumulacji odpadów była niewielka. Współcześnie coraz silniej do świadomości społecznej dociera informacja, że problemy związane z eksploatacją zasobów naturalnych dotyczą nie tylko ich malejącej ilości, ale także (a nawet przede wszystkim) możliwości gromadzenia w ekosystemach przyrodniczych ubocznych produktów zachodzących na ziemi procesów produkcji i konsumpcji.

W kontekście rozważań nad zasobami naturalnymi, w tym surowcami energetycznymi, należy podkreślić, że zagrożenie to ma nie tylko wymiar ekologiczny, ale także ekonomiczny. Akcentowane jest to w koncepcji „wzrastającej ograniczoności zasobów”, zgodnie z którą rozwój gospodarczy zależy od dostępności zasobów, których ilość jest ograniczona, w związku z czym rozwój musi napotkać granice wyznaczone przez te zasoby⁴. Gdyby przyjąć, że ludzkość wyczerpała już chociażby dostępną zdolność planety do gromadzenia zanieczyszczeń (produktów opadowych różnych procesów), to trzeba by się zgodzić z perspektywą zahamowania wzrostu gospodarczego. Przyjmując w szczególności, że atmosfera nie jest w stanie gromadzić kolejnych ton dwutlenku węgla, naturalną konkluzją wydaje się stwierdzenie, że wzrost gospodarczy nie może być dłużej oparty o energię pozyski-

Rysunek 7. Kluczowe systemy ziemskie i przekroczenia ich granic tolerancji (czerwony kolor)



Źródło: https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Planetary_Boundaries.png (rysunek na licencji Creative Commons)

⁴ H. Rechul, *Zasoby naturalne – jak bliska jest bariera dostępności?*, „Wokół Energetyki” 2004, nr 4.

waną z paliw kopalnych. Przy takim ujęciu problemu dostępne rezerwy surowców energetycznych wydają się mieć mniejsze znaczenie dla rozwoju niż inne czynniki limitujące, które mogą zahamować rozwój, zanim wyczerpią się surowce energetyczne. Naukowcy zajmujący się wpływem działalności człowieka na środowisko naturalne odnoszą się do tego zagadnienia w koncepcji tzw. granic planetarnych⁵. Pojęcie „granic planetarnych” odwołuje się do systemów ziemskich, których zaburzenie może doprowadzić do fundamentalnych (trudnych do zatrzymania i odwrócenia) zmian w ekosystemie ziemi, zagrażających dalszemu istnieniu naszej cywilizacji. Dotychczas zidentyfikowano 9 takich systemów (Rysunek 7), a jeden z nich obejmuje obieg węgla w przyrodzie, którego zaburzenie prowadzi do obserwowanych w ostatnich latach zmian klimatu.

Dostępna wiedza pozwala stwierdzić, że przekroczenie progów bezpieczeństwa nastąpiło właśnie w obiegu węgla (co mierzone jest koncentracją dwutlenku węgla, a obserwowane w zmianach klimatu) oraz obiegu azotu (eutrofizacja) i w spadku poziomu bioróżnorodności (wymieranie gatunków). Oznacza to, że koncentracja dwutlenku węgla w atmosferze osiągnęła na tyle wysoki poziom, że zdaniem naukowców stwarza realne zagrożenie nie tylko dla procesów gospodarczych, ale także dla podstaw naszej cywilizacji. Wniosek ten stanowi zasadniczą przesłankę do zmiany w systemie zaopatrzenia w energię i zastąpienia paliw kopalnych odnawialnymi źródłami energii.

1.1.2. Negatywne konsekwencje wzrostu gospodarczego opartego na nieodnawialnych źródłach energii – efekty zewnętrzne

Wyczerpywanie się zasobów naturalnych, w tym surowców energetycznych i zanieczyszczenie środowiska wiążą się z ekonomicznym pojęciem efektów zewnętrznych. Efekty zewnętrzne wyrażają się kosztami lub korzyściami, które przynajmniej częściowo są przenoszone nie przez tego, kto je spowodował, ale na resztę społeczeństwa⁶. Oznacza to, że efekty zewnętrzne wywierają wpływ na „osoby trzecie”, czyli na kogoś kto bezpośrednio nie bierze udziału w danym procesie i co ważne odbywa się to bez dodatkowej rekompensaty czy opłaty. Pomimo że pojęcie efektów zewnętrznych pojawia się najczęściej w kontekście kosztów, to warto podkreślić, że zjawisko to może mieć także charakter korzyści zewnętrznych. Pozytywne efekty zewnętrzne mogą dotyczyć np. wrażeń estetycznych (np. mimo iż żadna z osób podziwiających widok zadbanego ogrodu nie płaci właścicielowi za ich utrzymanie, to staje się konsumentem pozytywnych doznań⁷. Z punktu widzenia sektora energetyki konwencjonalnej efekty zewnętrzne wiążą się jednak z wyraźnie

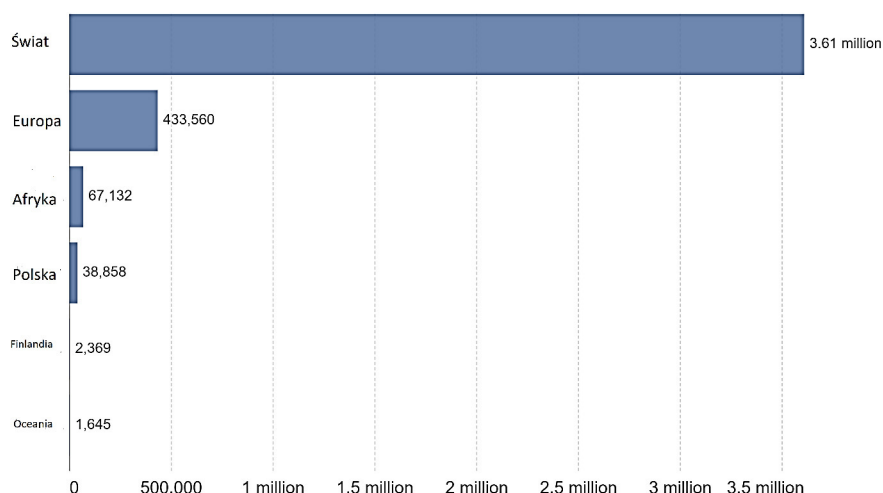
⁵ R. Johan, W. Steffen, K. Noone, Å. Persson, F.S. Chapin, E.F. Lambin, T. M. Lenton, i in., *A safe operating space for humanity*, „Nature” 2009, 461 (7263), s. 472–475. – <https://doi.org/10.1038/461472a>

⁶ W.D. Nordhaus, P.A. Samuelson, *Ekonomia*, PWN, Warszawa 2006.

⁷ H. R. Varian, *Mikroekonomia. Kurs średni ujęcie nowoczesne*, PWN, Warszawa 1995.

negatywnym oddziaływaniem, gdyż w procesach spalania paliw kopalnych, obok energii (elektrycznej, ciepłej) powstają znaczne ilości substancji odpadowych, które zanieczyszczając środowisko generują szereg kosztów, za które płaci całe społeczeństwo, a nie tylko podmioty je spalające. Jednym z najbardziej dotkliwych efektów zewnętrznych (o największym oddziaływaniu na społeczeństwo) towarzyszących spalaniu paliw kopalnych jest zanieczyszczenie powietrza, które np. w 2018 roku odpowiadało za koszty zdrowotne sięgające 15,4 mld zł (dotyczy to tylko spalania paliw służącego ogrzewaniu budynków mieszkalnych i gotowaniu)⁸. Będący jednym z kluczowych składników zanieczyszczeń pył zawieszony PM_{2,5} odpowiadał natomiast w 2019 roku szacunkowo za przedwczesne zgony niemal 40 tys. Polaków. Na Rysunku 8 przedstawiono liczbę przedwczesnych śmierci w różnych częściach świata powodowanych przez spalanie paliw kopalnych. Sytuacja ta generuje wiele kosztów społecznych i gospodarczych, które nie są ujmowane w klasycznym rachunku ekonomicznym, służącym do porównywania kosztów produkcji w różnych źródłach. Włączenie tych kosztów do rachunku ekonomicznego sprawiałoby, że realne koszty produkcji energii z paliw kopalnych byłyby znacznie wyższe, co zmniejszyłoby jej konkurencyjność wobec energii ze źródeł odnawialnych (które często generują wyższe nakłady inwestycyjne, ale nie generują pomijanych w wielu porównaniach i trudnych do oszacowania kosztów zewnętrznych).

Rysunek 8. Przedwczesne zgony spowodowane zanieczyszczeniem powietrza w wyniku spalania paliw kopalnych



Źródło: *Our World in Data 2022* (OurWorldInData.org/air-pollution na licencji CC BY).

⁸ *Ile kosztuje nas leczenie chorób spowodowanych zanieczyszczeniem powietrza* [Raport EPHA], „Puls Medycyny” 2022 – <https://pulsmedycyny.pl/ile-kosztuje-nas-leczenie-chorob-spowodowanych-zanieczyszczeniem-powietrza-raport-epha-1146396>

Z ekonomicznego punktu widzenia występowanie negatywnych efektów zewnętrznych wynika z zawodności mechanizmów rynkowych – rynkowa cena ustala się na poziomie niższym niż poziom optymalny ze społecznego punktu widzenia, gdyż część kosztów jest pomijana w rachunku producenta. Inaczej mówiąc, producent określonych dóbr ma zachętę do zwiększania produkcji, gdyż część kosztów jego działalności ponoszona jest przez innych – można powiedzieć, że część ciężaru funkcjonowania przerzuca na resztę społeczeństwa, co nazywa się mianem eksterernalizacji kosztów zewnętrznych (ang. *extern* – zewnętrzny). Ekstermalizacja kosztów produkcji przy wykorzystaniu zasobów naturalnych umożliwia sprzedaż dóbr poniżej całkowitych kosztów powstałych w gospodarce narodowej w związku z ich produkcją, czego skutkiem jest nadmierny popyt i nieefektywne wykorzystanie zasobów, prowadzące do różnego rodzaju marnotrawstwa (energii, żywności, wody, zanieczyszczenia powietrza itd.). Marnotrawstwo oznacza powstawanie kosztów środowiskowych, które mogą być ponoszone przez⁹:

- podatników – którzy finansują działania naprawiające środowisko, np. rekultywację, usuwanie zanieczyszczeń itd.;
- przyszłe pokolenia – aby móc korzystać z zasobów zniszczonych przez pokolenie współczesne, będą musiały oczyszczać skażone elementy środowiska, ponosząc przy tym wysokie koszty, a także tworzyć nowe technologie, aby produkować potrzebne dobra z innych surowców;
- przyrodę – która „płaci” wymieraniem gatunków (zubożenie zasobów przyrodniczych)¹⁰.

Efekty zewnętrzne mogą być klasyfikowane według różnych kryteriów – do podstawowych podziałów zalicza się rozróżnienie na efekty konsumpcyjne i produkcyjne oraz dodatnie i ujemne¹¹. Efekty zewnętrzne konsumpcyjne powstają w procesie konsumpcji (np. dym papierosowy oddziałuje na osoby niepalące w otoczeniu palacza), natomiast produkcyjne na etapie produkcji (np. zanieczyszczenia generowane do środowiska w trakcie procesu produkcyjnego). Ujemne efekty powodują obciążanie innych uczestników rynku (społeczeństwa) dodatkowymi kosztami (konsekwencje zatrucia środowiska przez jeden zakład wpływają np. na ośrodki turystyczne w całej okolicy), natomiast dodatnie generują dla nich dodatkowe korzyści (np. ośrodki turystyczne przyczyniają się do wzrostu popytu na usługi gastronomiczne). Ze względu na liczbę oraz charakter podmiotów oddziałujących na siebie wyróżnia się jedno-, dwu- lub wielostronne efekty zewnętrzne¹². Efekt jednostronny charakteryzuje się brakiem możliwości przeciwdziałania zjawisku w wyniku działania sprawcy. Efekt dwustronny natomiast występuje, kiedy dwa podmioty są zarówno producentami, jak i konsumentami efektu zewnętrznego. Różnica

⁹ H. Rogall, *Ekonomia zrównoważonego rozwoju. Teoria i praktyka*, Poznań 2010.

¹⁰ Ibidem.

¹¹ M. Żylicz, *Ekonomia środowiska i zasobów naturalnych*, PWE, Warszawa, 2005.

¹² Ibidem.

między dwustronnym a wielostronnym efektem zewnętrznym wskazuje na liczbę podmiotów biorących udział w procesie wymiany. Inna klasyfikacja obejmuje natomiast podział na kategorię efektów produkcyjnych i konsumpcyjnych – dotyczy to sytuacji, gdy decyzja jednostki o produkcji lub konsumpcji ma fizyczny wpływ na produkcję lub konsumpcję innych osób¹³. Odzwierciedleniem takiej sytuacji może być przypadek firmy odprowadzającej ścieki do jeziora. Zatrucie wody ma negatywny wpływ na produkcję jednostek specjalizujących się w połowie ryb, a także na warunki przebywania turystów odpoczywających nad tym jeziorem.

1.1.3. Idea Trwałego (zrównoważonego) Rozwoju jako paradygmat energetyki odnawialnej

Ponad 200 lat przemysłowego rozwoju sprawiło, że znaczna część populacji świata stała się bogatsza niż kiedykolwiek wcześniej, chociaż jednocześnie industrializacja przyczyniła się do wielu niekorzystnych zjawisk, w szczególności związanych ze wspomnianą wyżej nadmierną eksploatacją zasobów naturalnych i akumulacją gazów cieplarnianych, które są źródłem kosztów zewnętrznych. Problematyka rozwoju gospodarczego jest jednym z kluczowych wątków, jakie pojawiają się w dyskusjach ekonomistów i polityków, a perspektywa ewentualnego zahamowania tego procesu jako skutku wyczerpania się surowców energetycznych (i innych) budzi wiele negatywnych emocji. Wynika, to z faktu, że zahamowanie wzrostu gospodarczego oznaczałoby konieczność rezygnacji z dalszej poprawy jakości życia. O ile postulat ten może znaleźć uzasadnienie w bogatych krajach o wysokiej stopie życia, o tyle trudno zaakceptować go w przypadku krajów rozwijających się, gdzie znaczna część społeczeństwa żyje poniżej akceptowalnego minimum.

Współcześnie nie ulega wątpliwości, że kumulacja negatywnych efektów zewnętrznych będących skutkiem wzrostu gospodarczego opartego na surowcach nieodnawialnych, w dłuższej perspektywie, ogranicza możliwości dalszego rozwoju, w tym dla przyszłych pokoleń. Wizja zahamowania rozwoju i katastrofalnych skutków wyczerpania się surowców pojawiała się w historii już wielokrotnie. Ludzkości udawało się jednak dotychczas uniknąć zrealizowania się katastroficznych scenariuszy dzięki rozwojowi nauki i techniki. Jedną z najbardziej ponurych i znanych wizji przyszłości jako efektu wyczerpania się zasobów przedstawił w angielski ekonomista Thomas Malthus (1766–1834), który we wzroście populacji, przy ograniczonych zasobach Ziemi, upatrywał nieuchronnej klęski głodu. Teoria Malthusa nie sprawdziła się m. in. dzięki postępowi w rolnictwie, co jednak też przyniosło negatywne konsekwencje środowiskowe. Inny angielski ekonomista William Jevons (1835–1882) już w XIX wieku podkreślał negatywne konsekwencje dla angielskiej gospodarki wyczerpania się zasobów węgla, jednak na przemyślenia tego autora zaczęto zwracać uwagę dopiero w drugiej połowie XX wieku. Przełomowym opra-

¹³ H.R. Varian, *Mikroekonomia...*, op. cit.

cowaniem, które prawdopodobnie najsilniej wpłynęło w XX wieku na sposób postrzegania relacji między gospodarką a środowiskiem naturalnym, była książka pt. *Granice wzrostu* (*Limits of Growth*) opublikowana w 1972¹⁴. W opracowaniu tym akcentowano, że „jeśli obecne trendy wzrostowe światowej populacji, industrializacji, zanieczyszczenia, produkcji żywności i zużycia zasobów zostaną utrzymane, to w ciągu najbliższych stu lat osiągnięte zostaną granice wzrostu tej planety. Najbardziej prawdopodobnym skutkiem będzie raczej gwałtowny i niekontrolowany spadek zarówno liczebności populacji, jak i produkcji przemysłowej”. Jako jedyny sposób na uniknięcie realizacji katastroficznych wizji i zaspokojenie materialnych potrzeb ludzkości autorzy *Granice wzrostu* zaproponowali fundamentalną zmianę polityki gospodarczej w skali globalnej i rezygnację z dalszego wzrostu gospodarczego. Rozwiązanie to jest jednak trudne do zaakceptowania ze względów społecznych, stąd od lat 70. XX wieku zaczęto poszukiwać alternatywnych ścieżek rozwoju, które umożliwiałyby dalszą poprawę jakości życia, a jednocześnie ograniczyłyby negatywny wpływ ludzi na środowisko naturalne (zasoby).

Postulat połączenia celów ekonomicznych, środowiskowych i społecznych zawarty jest w koncepcji Trwałego Rozwoju (zrównoważonego rozwoju). Początek współczesnej dyskusji nad koncepcją Trwałego Rozwoju wiąże się z opracowaniem przez Komisję ONZ ds. Rozwoju i Środowiska raportu „Nasza wspólna przyszłość” (*Our Common Future*)¹⁵ (choć historia rozważań nad tym zagadnieniem jest znacznie dłuższa). Trwały Rozwój (*Sustainable Development*) zgodnie z tą definicją, to „rozwój, który pozwala zaspokoić potrzeby obecnego pokolenia bez zmniejszania możliwości ich zaspokojenia przez pokolenia przyszłe”. W myśl tej definicji rozwój gospodarczy bazujący na wykorzystaniu nieodnawialnych surowców energetycznych nie może być trwały, gdyż po wyczerpaniu zasobów nie będzie możliwości jego kontynuacji. W sposób obrazowy przedstawił ten problem już Hans Carl von Carlowitz (1645–1714), formułując zasady prowadzenia gospodarki leśnej, która powinna być zorganizowana w taki sposób, aby utrzymać zdolność odradzania się lasu (tempo wycinki powinno być dostosowane do możliwości wzrostu lasu, tak aby jego zasoby utrzymać na stałym poziomie w perspektywie międzypokoleniowej)¹⁶. Przyjmując założenie, że las stanowi metaforę współczesnej gospodarki, można stwierdzić, że korzystanie z zasobów środowiska naturalnego powinno być na takim poziomie, aby zdążyły się one odtwarzać – w odniesieniu do surowców energetycznych warunek ten może być spełniony jedynie w przypadku OZE.

¹⁴ D.H. Meadows, D.L. Meadows, J. Randers, W. Behrens III, *The limits to growth*, Universe Books, New York 1972.

¹⁵ Światowa Komisja ds. Środowiska i Rozwoju, *Report of the World Commission on Environment and Development: Our Common Future*, UN, New York 1987.

¹⁶ E.A. Spindler, *The History of Sustainability The Origins and Effects of a Popular Concept*, Sustainability in tourism, Springer Gabler, Wiesbaden 2013, 9–31.

Nadanie rozwojowi cechy trwałości oznacza pozostawienie przyszłym pokoleniom takiej samej ilości zasobów, jaką bieżące pokolenie odziedziczyło po przodkach. W ekonomii trwałego rozwoju zasada ta przenoszona jest na pojęcie kapitału, w związku z czym można wyróżnić kapitał naturalny (*natural*), kapitał wytworzony przez człowieka (*man-made*) oraz kapitał ludzki (*human*)¹⁷. Kapitał naturalny (inaczej przyrodniczy) odzwierciedla zasoby ziemi, a więc też zasoby surowców energetycznych. Kapitał wytworzony przez człowieka obejmuje wszelkie dobra, które są efektem działalności człowieka (budowle, maszyny itd.). Kapitał ludzki to między innymi wiedza posiadana przez ludzi. W myśleniu o zachowaniu zasobów właściwym dla koncepcji Trwałego Rozwoju przyjmuje się różne poziomy zastępowania jednego rodzaju kapitału innym. Prowadzi to do wyodrębnienia „silnej” i „słabej” trwałości rozwoju. Przyjęcie perspektywy „silnej trwałości” implikuje założenie, że dla przyszłych pokoleń powinny pozostać na niezmiennym poziomie wszystkie trzy rodzaje kapitału, co zasadniczo wyklucza możliwość korzystania z zasobów nieodnawialnych. Podejście takie akcentuje prymat środowiska nad gospodarką, chociaż rodzi obawy o realizację celów społecznych rozwoju (pogorszenie dobrobytu). Wydaje się jednak, że współcześnie idea ta jest traktowana coraz częściej jako przynajmniej częściowo realna opcja, czego przejawem jest m.in. dążenie do neutralności klimatycznej, poszukiwanie sposobów substytucji surowców nieodnawialnych biomasą oraz prowadzenie działalności w sposób zgodny z zasadami gospodarki funkcjonującej w cyklu zamkniętym. Z kolei „słaba trwałość” dopuszcza możliwość substytucji poszczególnych kapitałów i tym samym zakłada możliwość wykorzystania zasobów wyczerpywalnych. Istnieje też podejście pośrednie do zachowania „trwałości”, które zakłada, że zasoby należy oceniać przez pryzmat pełnionych przez nie funkcji i identyfikować te z nich, których nie da się zastąpić innymi zasobami (tzw. krytyczny kapitał naturalny). W przypadku takich zasobów przekroczenie pewnego progu tolerancji skutkowałoby utratą atrybutu trwałości systemu, co oznaczałoby brak możliwości dalszego rozwoju¹⁸. Odnieść to można przykładowo do przypadku zdolności asymilacji produktów odpadowych (np. gazów cieplarnianych) przez atmosferę. Zachowanie „kapitału krytycznego” stanowi w tym ujęciu niezbędny wymóg Trwałego Rozwoju.

Postęp technologiczny sprawia, że możliwa jest w pewnym zakresie substytucja kapitału naturalnego kapitałem wytworzonym przez człowieka, co pozostawia przyszłym pokoleniom możliwość zaspokajania tych samych potrzeb, przy mniejszym zużyciu zasobów naturalnych. W tym kontekście przyszłość cywilizacji można postrzegać optymistycznie, pomimo negatywnych efektów zewnętrznych, jakie towarzyszyły dotychczasowemu rozwojowi gospodarczemu. Przenosząc tę obserwację na poziom potrzeb energetycznych, można stwierdzić, że fakt wyczerpywania się

¹⁷ D. Pearce, E. Barbier, i A. Markandya, Sustainable Development, “Economics and Environment in the Third World” 1990.

¹⁸ H.E. Daly, J. Farley, *Ecological Economics: Principles and Applications*, Washington 2011.

zasobów surowców energetycznych nie musi ograniczać rozwoju gospodarczego, o ile dzięki postępowi technicznemu ludzkość będzie potrafiła zastąpić surowce kopalne odnawialnymi źródłami energii. Proces ten się już rozpoczął, chociaż – jak wskazują statystyki przywołane w poprzednim podrozdziale – skala wyzwań i nierozwiązanych problemów nadal jest ogromna (w skali świata nadal dominuje energia nieodnawialna, brakuje skutecznych sposobów na szybkie zatrzymanie emisji gazów cieplarnianych).

Wśród pomysłów umożliwiających kontynuację rozwoju gospodarczego świata (przejście na model Trwałego Rozwoju), pomimo wyczerpywania się zasobów, szczególnie miejsce zajmuje koncepcja gospodarki cyrkularnej (funkcjonującej w cyklu zamkniętym). Koncept ten łączy się z esejem amerykańskiego ekonomisty Kennetha E. Bouldinga pt. *Ekonomika statku kosmicznego Ziemia* (1966) – „*Economics of the Coming Spaceship Earth*”, w którym Ziemię porównano do statku kosmicznego, podkreślając, że możliwość przetrwania ludzkości warunkowana jest zdolnością oszczędnego gospodarowania posiadanymi zasobami i umiejętnością ich wielokrotnego wykorzystywania. Zasady gospodarowania właściwe dla statku kosmicznego stanowią przeciwieństwo „gospodarki kowbojskiej”, polegającej na podbijaniu coraz to nowych terenów w celu eksploatacji dostępnych tam zasobów. Jedynym zewnętrznym źródłem energii na statku kosmicznym jest słońce, więc stosując tę metaforę można stwierdzić, że ludzie na Ziemi powinni przyjąć podobne założenie. Co więcej, zgodnie z metaforą statku kosmicznego Ziemia nie jest systemem otwartym i powstające zanieczyszczenia również determinują jej dalsze funkcjonowanie. *Gospodarka funkcjonująca w cyklu okrężnym (circular economy)* stanowi więc system obiegu surowców ograniczony warunkami środowiska, dostępnymi zasobami i możliwościami akumulacji produktów odpadowych. Niezbędnym elementem takiego modelu działania jest pozyskanie odnawialnej energii, której głównym źródłem jest słońce.

Biorąc pod uwagę powyższe uwarunkowania, można więc przyjąć, że Trwały (zrównoważony) Rozwój jest warunkowany zrównoważonym rozwojem sektora energetycznego. Trwały Rozwój w obszarze energetyki wymaga spełnienia dwóch podstawowych warunków, tj.:

- zapewnienia dostępu do wystarczającej ilości energii nie tylko obecnemu pokoleniu, ale także pokoleniom przyszłym,
- wyeliminowania negatywnego oddziaływania energetyki na środowisko naturalne, zarówno w skali lokalnej, jak i globalnej¹⁹.

W praktyce postulaty te realizowane są poprzez podejmowanie działań w kierunku zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii w bilansie energetycznym oraz poprzez poprawę efektywności energetycznej. Przekładają się one zarówno na ograniczenie zużycia kopalnych surowców energetycznych, jak też ograniczają

¹⁹ H. Rechul, *Zasoby naturalne...*, op. cit.

emisję szkodliwych substancji powstających podczas spalania niektórych z tych surowców, co zmniejsza negatywne efekty zewnętrzne. Należy podkreślić, iż aktualny stopień zaangażowania niektórych państw w tworzenie „zielonej energii” wynika prawdopodobnie nie tylko ze zrozumienia wyzwań Trwałego Rozwoju, ale także z doświadczeń związanych z kryzysem energetycznym lat 70., który spowodował problemy gospodarcze w wielu państwach świata. Ze względu na szerokie oddziaływanie energetyki na wiele pozostałych sektorów można przyjąć, że realizacja koncepcji Trwałego Rozwoju w tym obszarze ma szczególne znaczenia dla całej gospodarki. Biorąc pod uwagę geograficzną koncentrację surowców energetycznych, do argumentów przemawiających za rozwojem energetyki odnawialnej należy dodać kwestię bezpieczeństwa państw pozbawionych surowców energetycznych (lub posiadających je w ilości niewystarczającej do pokrycia potrzeb), co również jest istotne z punktu widzenia zrównoważonego rozwoju.

1.2. Miejsce OZE w kontekście potrzeby zrównoważonego rozwoju

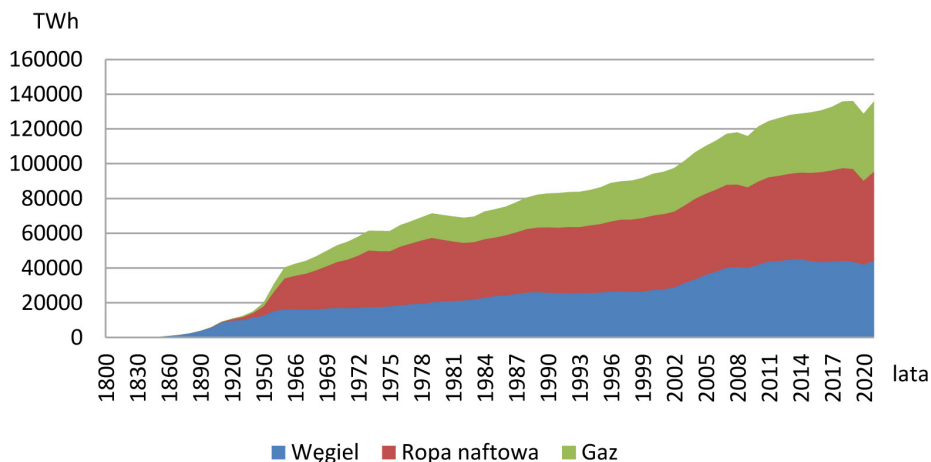
1.2.1. Zmiany klimatyczne i ich związek ze zużyciem nieodnawialnych źródeł energii

Jednym z największych dylematów naszej cywilizacji jest pogodzenie tempa wzrostu gospodarczego i tym samym zwiększonego zapotrzebowania na energię z koniecznością przeciwdziałania zmianom klimatycznym. Energia bowiem uważana jest za siłę sprawczą każdego działania, a kontrolowanie jej przepływów określa siłę panowania człowieka i jego względny wpływ na naturę, kształtuje formę systemów gospodarczych i oddziałuje na indywidualny styl życia. Człowiek tylko do utrzymania procesów fizjologiczno-metabolicznych potrzebuje jej od 0,8 do 1,0 MWh na rok. Jednak wraz z rozwojem społeczeństw zużycie energii systematycznie wzrasta, w drugiej połowie XIX stulecia wskaźnik ten wynosił 10,6 MWh, a w 2020 już 21,7 MWh/osobę. Jeżeli ta tendencja wzrostu zużycia energii pierwotnej utrzyma się, to w 2030 roku ludzkość licząca 8,5 mld, będzie wymagać aż 184 tys. TWh. O znaczącej roli energii świadczą istotne dodatnie współzależności między jej zużyciem a wzrostem gospodarczym czy konsumpcją energii a aktywnością gospodarczą mierzoną zarówno w skali makro jak i mikro. Stąd też transformacja modeli gospodarczych w kierunku efektywnego wykorzystania zasobów i obniżenia emisji gazów cieplarnianych (GHG) stała się jednym z podstawowych wyzwań cywilizacyjnych. Z uwagi, iż większość emisji GHG pochodzi z wykorzystywania paliw kopalnych, próby konstruowania globalnych, regionalnych i krajowych polityk klimatycznych nieuchronnie koncentrują się wokół kwestii źródeł energii i polityk energetycznych.

Od 1850 do 2020 roku liczba ludności na świecie wzrosła sześciokrotnie, a wykorzystanie energii zwiększyło się 30-krotnie, w tym paliw kopalnych 240-krotnie (Rysunek 9).

To właśnie wysoka konsumpcja energii, wytwarzanej głównie w wyniku spalania paliw kopalnych oraz nadmierny rozwój transportu, określany terminem eksplo-

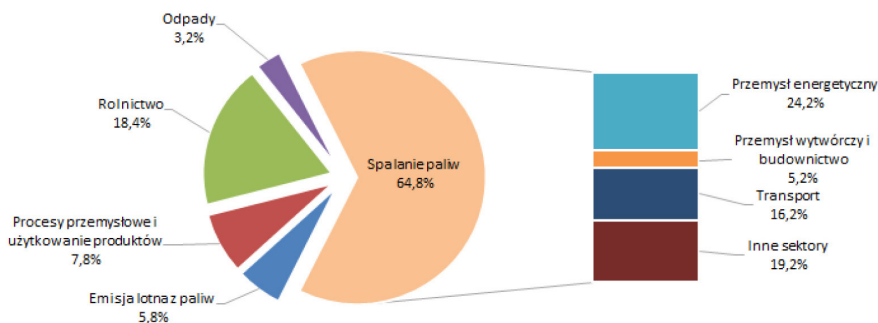
Rysunek 9. Globalne zużycie paliw kopalnych wg nośników energii w latach 1800–2020 (TWh)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie V. Smil, *Energy and Civilization: A History*, The MIT Press, Cambridge, Massachusetts, London, England i BP Statistical Review World Energy (2017).

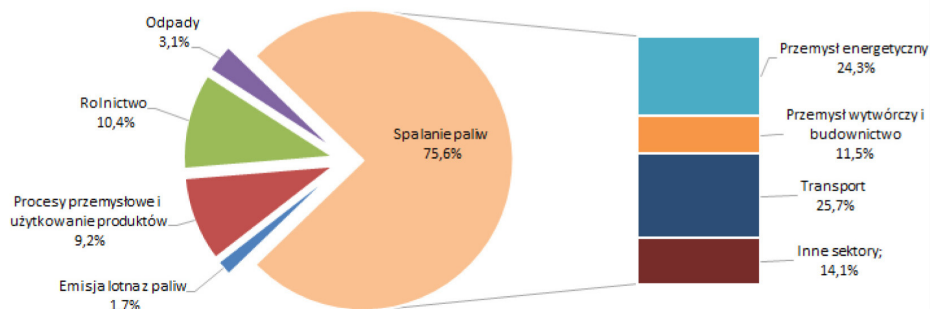
zji motoryzacyjnej, zarówno na szczeblu globalnym, europejskim (UE), jak i krajowym (Rysunki 10–11) są głównymi emitentami GHG, a tym samym w największym stopniu przyczyniają się do zmian klimatycznych.

Rysunek 10. Struktura globalnej emisji GHG według sektorów w 2020 r.



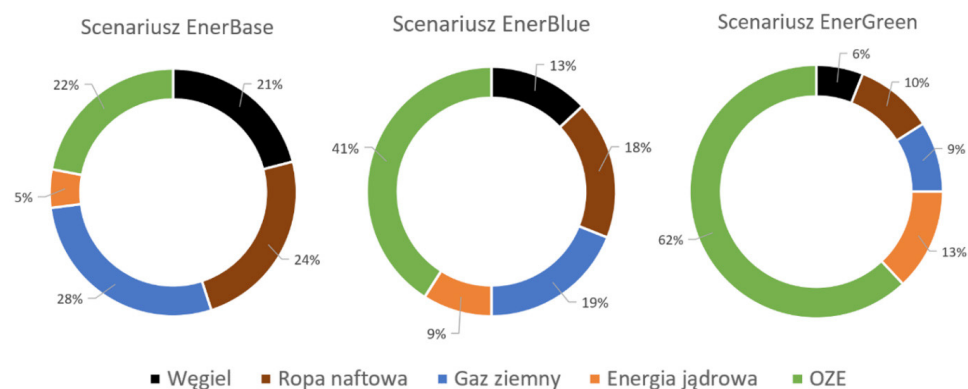
Źródło: IPCC, 2022: Climate Change 2022: Impacts, Adaptation and Vulnerability. Contribution of Working Group II to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [H.-O. Pörtner, D.C. Roberts, M. Tignor, E.S. Poloczanska, K. Mintenbeck, A. Alegría, M. Craig, S. Langsdorf, S. Löschke, V. Möller, A. Okem, B. Rama (eds.)]. Cambridge University Press. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA, 3056 pp., doi:10.1017/9781009325844.

Rysunek 11. Struktura emisji GHG w UE 27 według sektorów w 2020 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych EUROSTAT. https://ec.europa.eu/eurostat/cache/metadata/en/env_air_gge_esms.htm [dostęp: 20.09.2022].

Rysunek 12. Scenariusze struktury zużycia energii w 2050 r.



Źródło: *Global Energy & Climate Outlook 2050* – <https://eneroutlook.enerdata.net/forecast-world-energy-primary-consumption.html> [dostęp: 20.09.2022].

Stąd też we wszystkich rozpatrywanych scenariuszach rozwoju gospodarczego zakłada się zmniejszanie udziału paliw konwencjonalnych, a ich miejsce zajmować będą odnawialne źródła energii (rysunek 12). Bo gdyby obecna struktura zużycia energii była utrzymana, do 2050 r. średnia temperatura na Ziemi wzrosłaby o ponad 3°C (scenariusz EnerBase), a więc powyżej uzgodnień wynikających z globalnej umowy klimatycznej z 2015 r. Wynegocjowane bowiem w Paryżu porozumienie zakłada ograniczenie wzrostu temperatury powierzchni globu poniżej 2°C, co w praktyce sprowadza się do dążenia do gospodarki emisyjnie neutralnej. I chociaż zapisy z Paryża pozostawiają krajom wybór ścieżki, jaką ten cel zostanie osiągnięty, to już we wstępie dokumentu podkreśla się potrzebę propagowania odnawialnych źródeł

energii¹. Założenia te spełnia jedynie scenariusz EnerGreen, w którym udział OZE w strukturze zużycia energii wynosi 62%².

Istotą polityki klimatycznej jest więc w dużej mierze przekierowanie aktywności gospodarczej na ścieżkę rozwoju mniej zależną (lub docelowo niezależną) od tradycyjnych źródeł energii, jakimi są paliwa kopalne.

1.2.2. Potrzeba rozwoju wykorzystania OZE w kontekście środowiskowych, ekonomicznych i polityczno-społecznych wyzwań współczesności

Przyspieszenie tempa rozwoju wykorzystania odnawialnych źródeł energii wynika głównie z pięciu przesłanek.

Pierwszą z nich najkrócej można wyrazić cytując Alvina Toflera: „Warunkiem istnienia każdej cywilizacji – starej czy nowej jest energia”³. Według raportu International Energy Outlook 2002 przygotowanego przez Energy Information Agency, będącą częścią Departamentu Energii USA, w latach 2000–2020 prognozowano dalszy znaczny wzrost konsumpcji energii, który miał wynieść 60% i zwiększyć się z 382 do 612 kwadrylionów Btu⁴. Przewidywania te okazały się trafne, albowiem w założonym okresie (do 2020 r.) zużycie energii na świecie zwiększyło się o ponad 57,6% w stosunku do 2000 roku. Natomiast w raporcie tej samej instytucji z roku 2021, w scenariuszu referencyjnym, a więc najbardziej prawdopodobnym, założono, że do połowy obecnego stulecia zużycie energii wzrośnie w odniesieniu do 2020 roku o około 50%⁵. Tak więc energia była, jest i będzie główną determinantą działalności gospodarczej i rozwoju cywilizacji, bowiem każdy proces gospodarowania musi być zasilany energetycznie.

Druga przesłanka to ograniczoność zasobów, która może zmniejszać efektywność działalności gospodarczej czy nawet hamować rozwój gospodarczy. Energetyczną barierą rozwoju gospodarczego w wyniku kurczących się zasobów węgla oraz wzrastających kosztów wydobycia przedstawił już w połowie XIX wieku William Stanley Jevons⁶, stwierdzając jednocześnie, że nie zmienia tego postęp technologiczny ani inne źródła energii. Pogląd ten został odrzucony przez neoklasyc-

¹ Conference of the Parties Twenty – first session Paris, 30 November to 11 December 2015, Adoption of the Paris Agreement – <http://ziemianarozdrozu.pl/dl/Final-COP21-draft.pdf> [dostęp: 20.09.2022].

² Global Energy & Climate Outlook 2050 – <https://eneroutlook.enerdata.net/forecast-world-energy-primary-consumption.htm> [dostęp: 20.09.2022].

³ A. Toffler, *Trzecia fala*, Warszawa 1997.

⁴ International Energy Outlook 2002. Energy Information Agency, U.S. Department of Energy, Washington 2002 – [file:///C:/Users/Dell/Downloads/15901%20\(1\).pdf](file:///C:/Users/Dell/Downloads/15901%20(1).pdf) [dostęp: 20.09.2022].

⁵ International Energy Outlook 2021. (2021). Energy Information Agency, U.S. Department of Energy, Washington. – https://www.eia.gov/outlooks/ieo/tables_side_xls.php [dostęp: 20.09.2022].

⁶ W.S. Jevons, *The Coal Question: An Inquiry Concerning the Progress of the Nation, and the Probable Exhaustion of Our Coal-Mines*; Macmillan & Co.: London 1865, UK [dostęp: 20.09.2022]. https://books.google.pl/books?id=gAAKAAAIAAJ&dq=editions:AAotKDT6KKcC&pg=PR3&redir_esc=y&hl=pl#v=onepage&q&f=false [dostęp: 20.09.2022].

nych ekonomistów, którzy nie dopuszczali możliwości ograniczeń wzrostu w długim okresie. Uważali bowiem, że w optymalnych warunkach rynkowych następuje harmonijne dopasowanie poszczególnych zasobów, zapewniające równowagę, przy pełnym wykorzystaniu potencjału produkcyjnego. Podstawą takiego sądu jest założenie, że wraz z wyczerpywaniem zasobów rosną ich ceny. Uruchamia to bodźce do zwiększenia podaży tych zasobów lub ich substytutów bądź wprowadzenia metod bardziej efektywnego wykorzystania, co obniża na nie popyt. Przykładem tego jest rynek surowców energetycznych. We wszystkich rozpatrywanych scenariuszach przewiduje się, że po 2020 roku nastąpi przyspieszenie zmniejszania udziału paliw konwencjonalnych: ropy naftowej, gazu ziemnego i węgla, stosownie do wyczerpywania ich zasobów i związanego z tym wzrostu cen energii. Miejsce konwencjonalnych zasobów zajmować będą odnawialne źródła energii. Pozyskiwana tą drogą energia jest jednak w większości zastosowań droższa od konwencjonalnej, „aczkolwiek czas pracuje na korzyść zasobów odnawialnych”⁷.

Kolejna przesłanka to troska o środowisko, bowiem intensywne wykorzystanie i przetwarzanie tradycyjnych surowców energetycznych wywiera niekorzystny wpływ na zasoby natury. Od trzech ostatnich dekad XX wieku najpoważniejsze zagrożenie stanowią zmiany klimatyczne powodowane antropogennym ogrzewaniem atmosfery w wyniku wzrastającej koncentracji GHG, przede wszystkim CO₂⁸. Istnieje uzasadniona obawa, że w kolejnych dekadach zjawisko to może stanowić zagrożenie dla zdrowia i życia ludzi w większości regionów świata, czy wręcz całej cywilizacji⁹. Stąd też inicjatywy wielu środowisk i organizacji międzynarodowych zmierzające do podejmowania działań na rzecz ograniczania emisji gazów cieplarnianych. Istotą polityki klimatycznej jest więc skierowanie aktywności gospodarczej na ścieżkę rozwoju mniej zależną (lub docelowo niezależną) od tradycyjnych źródeł energii, którymi są paliwa kopalne. Pierwszym znaczącym efektem tych działań było podpisanie protokołu z Kioto, w którym 38 najbardziej uprzemysłowionych państw oraz Unia Europejska zobowiązało się do zredukowania GHG, wyrażonej w ekwiwalencie dwutlenku węgla o przynajmniej 5% w latach 2008–2012 poniżej poziomu emisji z 1990 roku¹⁰. Z uwagi na przeciągające się negocjacje w sprawie nowego globalnego „porozumienia klimatycznego” przedłużono jego obowiązywanie do 31 grudnia 2020 roku¹¹. Protokół z Kioto, choć stanowił

⁷ A. Woś, J. Zegar, *Rolnictwo społecznie zrównoważone*, Warszawa 2002.

⁸ J. Hansen, M. Sato, R. Ruedy, K. Lo, D. W. Lea, M. Medina-Elizade, *Global temperature change*. Proc. Natl. Acad. Sci. USA 2006, 103, 14288–14293 – <https://doi.org/10.1073/pnas.0606291103>

⁹ Cambridge University Press. Stern Review, *The Economics of Climate Change* – http://mudancasclimaticas.cptec.inpe.br/~rmclima/pdfs/destaques/sternreview_report_complete.pdf [dostęp: 20.09.2022].

¹⁰ United Nations. Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change – <https://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf> [dostęp: 20.09.2022].

¹¹ Report of the Conference of the Parties Serving as the Meeting of the Parties to the Kyoto Protocol on Its Eighth Session, Held in Doha from 26 November to 8 December 2012 – <https://unfccc.int/resource/docs/2012/cmp8/eng/13a01.pdf> [dostęp: 20.09.2022].

pierwszy znaczący krok na drodze do ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, nie rozwiązywał problemu globalnego ocieplenia. Dopiero zmiana priorytetów w obrębie polityki klimatycznej (między innymi pod wpływem kryzysu finansowego), którą zaczęto postrzegać jako czynnik wzrostu gospodarczego dzięki „rozwojowi czystych czy niskoemisyjnych technologii, powstaniu nowych rynków, branż i miejsc pracy”¹², doprowadziła do przyśpieszenia negocjacji i uzgodnienia treści globalnej umowy klimatycznej w grudniu 2015 roku. Wynegocjowane w Paryżu porozumienie zakłada ograniczenie wzrostu temperatury powierzchni globu poniżej 2°C, co w praktyce sprowadza się do dążenia do gospodarki emisyjnie neutralnej¹³. Bardzo ważną rolę w zakresie ograniczania emisji gazów cieplarnianych odgrywa Unia Europejska (UE). Podejmowane przez UE działania znacznie przekraczają zobowiązania wynikające z globalnych porozumień klimatycznych¹⁴. W opublikowanym 11 grudnia 2019 roku Komunikacie Europejski Zielony Ład (EZŁ) zawarto plan działań, którego celem w perspektywie najbliższych 30 lat jest zbudowanie nowoczesnego, zasobooszczędnego i konkurencyjnego wspólnego rynku, cechującego się bardziej efektywnym wykorzystaniem zasobów dzięki przejściu na czystą gospodarkę o obiegu zamkniętym, powstrzymanie zmian klimatycznych, utrzymanie różnorodności biologicznej i zmniejszenie poziomu zanieczyszczeń. W wyniku realizacji EZŁ do 2050 roku Europa ma stać się pierwszym neutralnym dla klimatu kontynentem, przy jednoczesnym zachowaniu dotychczasowego stanu przyrody, utrzymaniu zrównoważonego rozwoju gospodarki oraz poprawie stanu zdrowia i jakości życia obywateli¹⁵.

Przesłanka czwarta to bezpieczeństwo energetyczne. Energetyka wykorzystująca OZE, poza korzyściami dla środowiska naturalnego, sprzyja też wzrostowi konkurencji na rynku energetycznym. Wpływa na poprawę bezpieczeństwa energetycznego, umożliwiając stabilne, niczym niezakłócone, zróżnicowane pod względem źródeł, dostawy energii o odpowiednich parametrach jakościowych i po społecznie akceptowanych cenach. Najbardziej popularne rozumienie bezpieczeństwa energetycznego wiąże je z bezpieczeństwem dostaw z importu¹⁶. Zagrożenia wynikają z jednej strony z zależności od zaopatrzenia głównie w ropę i gaz z państw niestabilnych lub objętych konfliktem, z drugiej zaś – z wykorzystywania eksportowa-

¹² K. Blusz, A. Hinc, J. Brodzikowski, *W Kierunku Niskoemisyjnej Strategii Gospodarczej dla Polski. Energia i Klimat Pomiędzy Keynesem i Hayekiem?*; DemosEUROPA–Centrum Strategii Europejskiej, Warszawa 2011.

¹³ Conference of the Parties..., op. cit., s. 3.

¹⁴ K. Kulovesi, S. Oberthür, *Assessing the EU's 2030 Climate and Energy Policy Framework: Incremental change toward radical transformation?* Rev. Eur. Comp. Int. Environ. Law 2020, 29, s. 151–166 – <https://doi.org/10.1111/reel.12358>.

¹⁵ Komisja Europejska, Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, *Europejski Zielony Ład*, COM (2019) 640 final.

¹⁶ T. Żylicz, *Ekonomia wobec wspierania odnawialnych źródeł energii*, [w] *Generacja rozproszona w nowoczesnej polityce energetycznej – wybrane problemy i wyzwania*, Warszawa 2012, s. 46–50.

nych surowców energetycznych dla osiągnięcia celów politycznych i zwiększenia wpływów producentów na arenie międzynarodowej. Wzrasta również zagrożenie atakami terrorystycznymi na infrastrukturę: rafinerie, tankowce i sieci przesyłowe energii elektrycznej. Odnawialne źródła energii przede wszystkim uniezależniają odbiorców od importu – co szczególnie ważne – z regionów niestabilnych politycznie. Ponadto z racji rozproszenia utrudniają ewentualną znowę i próby manipulowania podażą w celu szantażowania odbiorców¹⁷. Zaletą tych źródeł jest też wzmocnienie bezpieczeństwa w skali lokalnej, bowiem rozproszona energetyka powoduje mniejsze zakłócenia w przypadku awarii sieci energetycznych, czy też u producentów energii. Zmniejsza również koszty wynikające z budowy i eksploatacji linii przesyłowych i przyczyniania się do poprawy zaopatrzenia w energię, w szczególności terenów o słabej infrastrukturze energetycznej, a są to głównie obszary wiejskie. Sytuacja geopolityczna, w tym kryzys z dostawami gazu przez Ukrainę (2006), zajęcie Krymu przez Rosję (2014) oraz agresja Rosji na Ukrainę (2022) dodatkowo wzmocniła zainteresowanie UE samowystarczalnością energetyczną powiązaną z lokalnymi możliwościami wytwarzania energii.

I przesłanka piąta – to stagnacja popytu na surowce rolnicze i produkty żywnościowe, która staje się barierą rozwoju rolnictwa. W krajach o rozwiniętej gospodarce zaczęły występować nadwyżki surowców rolniczych, co spowodowało pogorszenie opłacalności produkcji i zmniejszenie dochodów rodzin rolniczych. Jednym ze sposobów zagospodarowania tych nadwyżek jest ich wykorzystanie na cele nieżywnościowe. Taka idea pod nazwą „Chemurgy” była propagowana już w USA na początku XX stulecia. Do tej koncepcji powrócono w USA na początku lat 80. XX wieku. Tylko w ramach jednego z naukowych programów przetestowano pod względem zawartości poszukiwanych przez przemysł surowców ponad dwa tysiące gatunków roślin, spośród których kilkadziesiąt wybrano i zalecono do uprawy¹⁸. W Europie intensyfikacja badań nad uprawą roślin na cele przemysłowe sięga roku 1982, kiedy to Komisja Europejska zaleciła współpracę rolnictwa i przemysłu. Efektem prowadzonych badań była bardzo długa lista roślin uprawnych, które mogą znaleźć zastosowanie w kilkunastu branżach i gałęziach przemysłu. Dominujące znaczenie uzyskał jednak kierunek bioenergetyczny, głównie ze względu na wzrost zainteresowania pozyskiwaniem niewyczerpywanych i czystych ekologicznie źródeł energii.

W zwiększeniu wykorzystania OZE upatruje się też czynnika stymulującego rozwój gospodarczy i społeczny. Firmy inwestujące w zieloną energię wprowadzają nowe technologie, tworzą lokalne rynki pracy, wzmacniają rynek usług, przyczyniając się bezpośrednio do wzrostu innowacyjności danej jednostki terytorialnej,

¹⁷ B. Fiedor, *Kryzys gospodarczy a kryzys ekonomii jako nauki*, „*Ekonomista*” 2010, 4, 453–466.

¹⁸ P. Gradziuk, Z. Wojtaszek, *Alternatywne wykorzystanie gruntów rolniczych na cele niezwiązane z produkcją żywności*, [w:] *Procesy dostosowawcze produkcji roślinnej w Polsce w kontekście integracji z Unią Europejską*, red. B. Klepacki, Warszawa 2001, s. 213–228.

promocji jej wizerunku, a w rezultacie do rozwoju lokalnego. Z danych opublikowanych przez Konsorcjum EurObserv'ER wynika, że w 2020 roku wartość inwestycji na Wspólnotowym rynku odnawialnych źródeł energii wyniosła ponad 130 mld Euro. Wraz z rozwojem wykorzystania odnawialnych źródeł energii wzrasta także zatrudnienie – w roku 2020 we Wspólnocie wyniosło ono 1313 tys. osób, najwięcej w sektorze pomp ciepła (318,8), biomasy stałej (283,0 tys.), energetyce wiatrowej (280,4 tys.), fotowoltaice (165,7 tys.) i produkcji biopaliw (141,6 tys.). Dane te obejmują pracujących bezpośrednio w podmiotach gospodarczych zajmujących się wytwarzaniem energii z odnawialnych źródeł, jak też w sektorach dostarczających urządzenia i świadczących usługi z tego zakresu. Liczba zatrudnionych skorelowana jest z wielkością wytwarzanej energii oraz wartością inwestycji, stąd też około 20% ogółu pracujących przypada na Niemcy (242,1 tys.), głównie w energetyce wiatrowej, fotowoltaicznej i biomasowej. W Polsce liczba ta była ponad dwukrotnie niższa, mimo zbliżonego potencjału technicznego OZE.

1.2.3. Polityka klimatyczna i energetyczna UE

Wzrost zainteresowania możliwościami zwiększania produkcji energii ze źródeł odnawialnych w UE rozpoczął się po pierwszym kryzysie naftowym. Pozyskiwana tą drogą energia była jednak w większości zastosowań droższa od konwencjonalnej. Stąd też UE i poszczególne państwa podejmowały działania polityczne, prawne, administracyjne i finansowe, aby ten cel w jak największym stopniu realizować. Pierwsze zapisy dotyczące wspierania odnawialnych źródeł energii zawarto w Rozporządzeniu Rady (EWG) nr 1302/78 z 12 czerwca 1978 roku w sprawie przyznawania wsparcia finansowego dla projektów z zakresu wykorzystywania alternatywnych źródeł energii¹⁹. Kolejnym dokumentem była przyjęta w roku 1980 rezolucja Rady zobowiązująca Komisję do włączenia OZE w ramy polityki energetycznej Wspólnoty²⁰. Następne działania to ocena potencjału, stanu technologii, uwarunkowań gospodarczych, jak i barier związanych ze zwiększaniem wykorzystania OZE²¹. Zintensyfikowano też prace badawczo-rozwojowe, między innymi w ramach programów: VALOREN, ALTENER, COOPENER, INTELLIGENT ENERGY-EUROPE PROGRAMME, JOULE-THERMIE, SAVE, STEER, SYNERGY. Ale cel ilościowy, dotyczący udziału energii odnawialnej w bilansie paliwowo-energetycz-

¹⁹ Commission of the European Communities, Proposal for a Council Regulation (EEC) on the implementation in the solar-energy sector of Council Regulation (EEC) No 1302/78 of 12 June 1978 on the granting of financial support for projects to exploit alternative energy sources – [http://aei.pitt.edu/32677/1/COM_\(78\)_511_final_1.pdf](http://aei.pitt.edu/32677/1/COM_(78)_511_final_1.pdf) [dostęp: 20.09.2022].

²⁰ Council resolution of 9 June 1980 concerning Community energy policy objectives for 1990 and convergence of the policies of the Member States – [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:31980Y0618\(01\)&from=EN](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:31980Y0618(01)&from=EN) [dostęp: 20.09.2022].

²¹ Opinion on a Community orientation to develop new and renewable energy sources (*) (86/C 207/05 - <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:51986AC0504&from=EN> [dostęp: 20.09.2022].

nym UE, przyjęty został dopiero w 1994 roku, podczas madryckiego szczytu Rady Europejskiej. W Deklaracji Madryckiej²² wezwano kraje Unii Europejskiej, aby w roku 2010 jej udział w produkowanej przez te państwa energii wyniósł 15%.

Milowym krokiem na drodze do zwiększenia znaczenia OZE w UE były opublikowane w latach 1996–1997 Księgi „Zielona”²³ i „Biała”²⁴ – *Energia dla przyszłości: odnawialne źródła energii*. Były to wówczas kluczowe dokumenty o charakterze politycznym i strategicznym, wyznaczające kierunki polityki długookresowej, cele ilościowe w postaci podwojenia udziału OZE w strukturze produkcji energii pierwotnej z 6 do 12% w latach 1998–2010. Wskazano w nich, że największe znaczenie wśród odnawialnych źródeł energii będzie miała biomasa. Jej udział w produkcji paliw płynnych zwiększy się (40–60-krotnie), energii elektrycznej (dziesięciokrotnie) i energii cieplnej (dwukrotnie). W tych dokumentach sformułowano także potrzebę wprowadzenia stosownych regulacji prawnych i zabezpieczenia źródeł finansowania dla realizacji tych ambitnych – jak na ostatnią dekadę XX wieku – zamierzeń.

Do najważniejszych przesłanek, którymi kierowały się Instytucje UE w zakresie aktywnego rozwoju odnawialnych źródeł energii, były: wzrost bezpieczeństwa energetycznego, redukcja emisji GHG z sektora energetycznego, tworzenie nowych miejsc pracy, rozwój regionalny i wzrost konkurencyjności gospodarki europejskiej na rynkach trzecich.

Dla zapewnienia realizacji zapisów zawartych w „Białej Księdze”, Parlament Europejski i Rada przyjęły następujące dyrektywy:

- w sprawie promocji odnawialnych źródeł energii (2001/77/WE²⁵),
- zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej (2003/54/WE²⁶),
- wspierania użycia w transporcie biopaliw lub innych paliw odnawialnych (2003/30/WE²⁷),
- restrukturyzacji ram wspólnotowych dotyczących opodatkowania produktów energetycznych oraz elektryczności (2003/96/WE²⁸).

W przepisach tych określono między innymi referencyjne wskaźniki, które państwa członkowskie miały osiągnąć w 2010 roku, w zakresie udziału biokomponentów w paliwach ciekłych do 5,75% oraz energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych w relacji do zużycia energii elektrycznej brutto (21%).

²² *The Declaration of Madrid. An Action Plan For Renewable Energy Sources In Europe*, European Commission DG XVII-D-1, Bruxelles 1994.

²³ Commission of the European Communities. Communication from the Commission. Energy for the future: renewable sources of energy. Green Paper for a Community Strategy and Action Plan – http://aei.pitt.edu/1280/1/renewable_energy_gp_COM_96_576.pdf [dostęp: 20.09.2022].

²⁴ European Commission. Communication from the Commission. Energy for the future: renewable sources of energy. White Paper for a Community Strategy and Action Plan – https://europa.eu/documents/comm/white_papers/pdf/com97_599_en.pdf [dostęp: 20.09.2022].

²⁵ Dz. Urz. WE L 283, 27/10/2001, s. 0033–0040.

²⁶ Dz. Urz. WE L 176, 15/7/2003, s. 0037–0056.

²⁷ Dz. Urz. WE L 123, 17/5/2003, s. 0042–0046.

²⁸ Dz. Urz. WE L 283, 31/10/2003, s. 0051–0070.

Z uwagi, iż w pierwszej dekadzie XXI wieku największe znaczenie wśród OZE miała biomasa, Komisja Wspólnot Europejskich przyjęła „Plan działania w sprawie biomasy”²⁹. Określono w nim środki mające na celu zwiększenie pozyskiwania energii pochodzącej z biomasy, która jest powszechnie dostępna i może być używana w procesach bezpośredniego spalania (np. drewno, słoma, osady ściekowe), przetwarzana na paliwa ciekłe (np. estry oleju rzepakowego, alkohol), bądź gazowe (np. biogaz rolniczy, biogaz z oczyszczalni ścieków, gaz wysypiskowy). Ponadto należy do tych źródeł energii odnawialnej, które nie wymagają utrzymywania tzw. gorącej rezerwy w systemie dyspozycji mocy, tak jak w przypadku farm fotowoltaicznych czy wiatrowych, co od wielu lat jest przedmiotem sporów w energetyce i przeciągających się prac legislacyjnych o kluczowym znaczeniu dla rozwoju wykorzystania OZE. Zdaniem Komisji, środki zawarte w planie działania miały przyczynić się do zwiększenia wykorzystania biomasy na cele energetyczne z 69 Mtoe w 2003 roku do około 150 mtoe w 2010 roku. W UE preferowanym kierunkiem rozwoju wykorzystania biomasy była i jest generacja rozproszona oraz zwiększenie udziału wykorzystania produktów ubocznych i odpadów organicznych głównie do wytwarzania biopaliw kolejnych generacji. Stwarza to ogromne szanse dla obszarów wiejskich i rolnictwa, w którym więcej niż połowa produkcji globalnej to masa nienadająca się do spożycia.

Aby sprostać wymogom zawartym w dyrektywach odnoszących się do OZE a przyjętych w latach 2001–2003, państwa członkowskie mogły między innymi stosować dwa narzędzia: zwolnienia podatkowe oraz obowiązki odnoszące się do udziału biopaliw i energii elektrycznej wytworzonej z OZE w całkowitym ich użyciu. Uzupełnieniem powyższych działań było rozszerzenie ofert o preferencyjne pożyczki, kredyty gwarantowane, a także pożyczki dla małych firm na inwestycje w energię odnawialną, przez takie instytucje finansowe jak Europejski Bank Inwestycyjny (EBI) oraz Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju (EBOiR). Ponadto, aby zachęcić rolników do produkcji biomasy z przeznaczeniem na cele energetyczne, w ramach reformy Wspólnej Polityki Rolnej z 2003 roku wprowadzono system „Dopłat. do upraw energetycznych”, w wysokości 45 EUR/ha, z tym że maksymalna powierzchnia objęta tym wsparciem nie mogła przekroczyć 1,5 mln ha, a po rozszerzeniu UE w 2004 roku 2,0 mln ha.

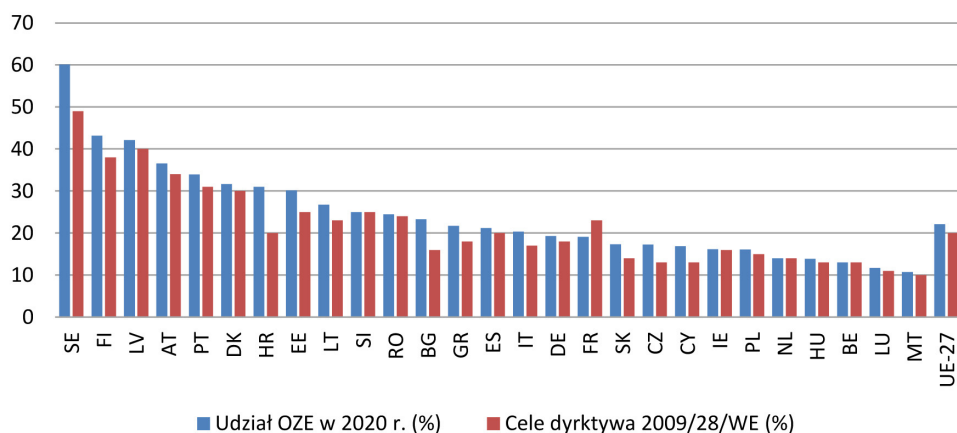
Chociaż w pierwszych latach w niektórych krajach występowały problemy z wdrażaniem regulacji zawartych w cytowanych powyżej dyrektywach, to w UE trwały ożywione dyskusje nad dalszą intensyfikacją działań zmierzających do redukcji emisji GHG.

W ich efekcie Parlament Europejski i Rada przyjęły pakiet klimatyczny, który jest zbiorem regulacji prawnych mających na celu zapewnienie przez UE redukcji emisji GHG wyrażonej w ekwiwalencie CO₂ o 20% do 2020 roku w stosunku

²⁹ COM(2005) 628 końcowy.

do roku 1990³⁰. W pakiecie nazywanym też „Planem 20-20-20” zawarto także zobowiązanie do poprawy efektywności energetycznej o 20% oraz wzrostu do 20% udziału energii odnawialnej w całkowitej jej produkcji, w tym do 10% – udział biopaliw w paliwach wykorzystywanych w transporcie³¹. Z informacji zamieszczonych na stronach internetowych Eurostat wynika, że cele odnoszące się zarówno do udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2020 roku (Rysunek 13), jak i udziału biopaliw w paliwach wykorzystywanych w transporcie (Rysunek 14) w UE-27 zostały zrealizowane.

Rysunek 13. Udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w krajach członkowskich UE-27 w 2020 r. i docelowe cele wynikające z dyrektywy 2009/28/WE



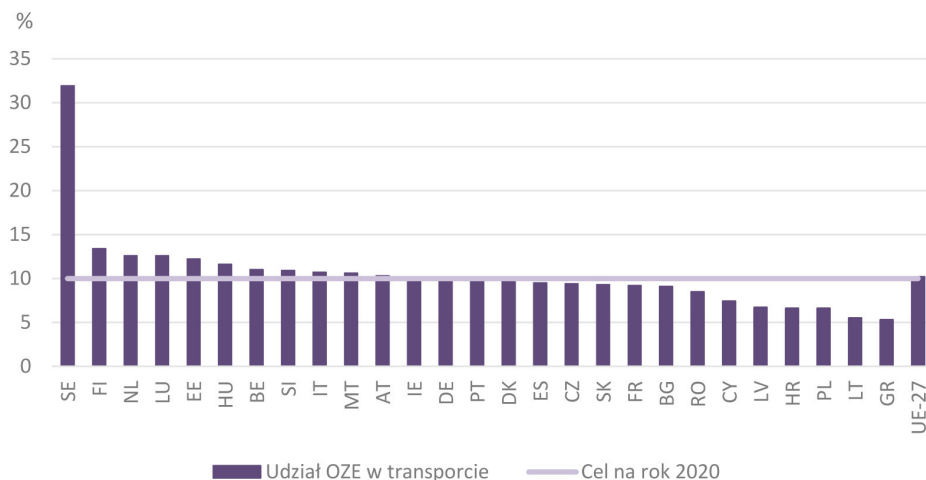
Źródło: Opracowanie własne na podstawie dyrektywy 2009/28/WE i Approximated estimates for the share of gross final consumption of renewable energy sources in 2020 (EEA 2020 RES share proxies) – <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/approximated-estimates-for-the-share-4> [dostęp: 20.09.2022].

Z uwagi, iż punkty wyjściowe, jak i potencjał poszczególnych państw członkowskich w zakresie OZE były różne, cele wspólnotowe na poziomie 20% zostały zróżnicowane, od 10% dla Malty do 49% dla Szwecji (Polska – 15%). Z wyjątkiem Francji wszystkie państwa zrealizowały swoje cele, od 10,71% Malta do 60,12% Szwecja. W Polsce poziom realizacji tego wskaźnika wyniósł 16,1%, a w UE-27 – 22,09%.

³⁰ Decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2009/406/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie wysiłków podjętych przez państwa członkowskie, zmierzających do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych w celu realizacji do roku 2020 zobowiązań Wspólnoty dotyczących redukcji emisji gazów cieplarnianych – <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0136:0148:PL:PDF> [dostęp: 20.09.2022].

³¹ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE.

Rysunek 14. Udział energii ze źródeł odnawialnych w transporcie w krajach członkowskich UE-27 w 2020 r. i docelowy cel wynikający z dyrektywy 2009/28/WE



Źródło: Opracowanie własne na podstawie EU meets 2020 renewable energy target in transport – https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_IND_REN__custom_1935987/default/table?lang=en [dostęp: 20.09.2022].

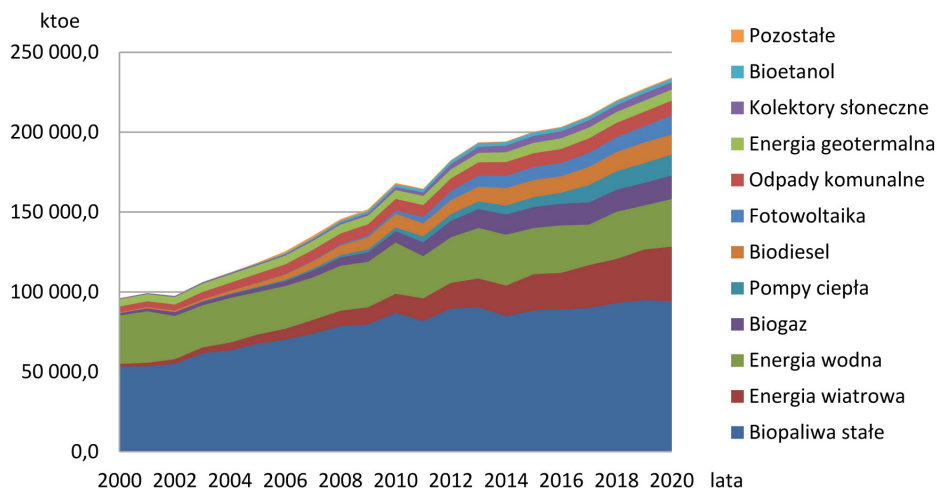
W odniesieniu do 10% celu dla energii ze źródeł odnawialnych w sektorze transportu takiego zróżnicowania nie zastosowano. W uzasadnieniu (dyrektywa 2009/28/WE) zapisano: „handel paliwami transportowymi nie przysparza trudności, państwa członkowskie nieposiadające w wystarczającym zakresie odpowiednich zasobów będą mogły łatwo uzyskać biopaliwa w inny sposób”³². Chociaż założony cel zrealizowano tylko w 12 państwach, to w UE-27 jego wolumen wyniósł 10,2% (Polska – 6,6%).

W wyniku realizacji polityki klimatyczno-energetycznej UE w latach 2000–2020 produkcja energii pierwotnej w UE-27 uległa zwiększeniu o 243,7% (rysunek 15). Do najszybciej rozwijających się sektorów należała fotowoltaika (ponad tysiąc dwustukrotny wzrost), pompy ciepła (stu pięćdziesięciokrotny wzrost) oraz biogazu, energii wiatrowej, biodiesla i bioetanolu (od 1069 do 3845%). W strukturze produkcji w dalszym ciągu największe znaczenie miała biomasa stała wykorzystywana w ciepłownictwie i elektroenergetyce, ale jej udział w badanym okresie zmniejszył się z 54,0 do 40,2%.

Konieczność wypełnienia unijnych zobowiązań wynikających z Porozumienia paryskiego obliguje zarówno UE, jak i państwa członkowskie do dalszych działań na rzecz ograniczania emisji GHG. Takie propozycje zawarto w dokumencie „Czy-

³² Dyrektywa..., op. cit., s. 8.

Rysunek 15. Produkcja energii z OZE w UE-27 wg sektorów w latach 2000–2020 (ktoe)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie Energy balances – <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/energy-balances> [dostęp: 20.09.2022].

sta energia dla wszystkich Europejczyków”³³, zwanym też „Pakiem zimowym”. Jest to długoterminowa wizja dojścia do dobrze prosperującej, nowoczesnej, konkurencyjnej i neutralnej dla klimatu gospodarki w 2050 roku. Wyznaczono w nim siedem priorytetów oraz ramy prawne unijnej polityki klimatycznej i energetycznej do 2030 roku. Z punktu widzenia sektora energetycznego najważniejsze są dyrektywy 2018/844³⁴, 2018/2002³⁵, 2018/2001 (RED II)³⁶.

Dwie pierwsze z wymienionych odnoszą się do efektywności energetycznej. Przesłankę ich przyjęcia najlepiej wyraża stwierdzenie: „efektywność energetyczna ponad wszystko”. Zawarte w tych dyrektywach regulacje ustanowiły cel poprawy efektywności energetycznej na poziomie co najmniej 32,5% w 2030 roku, w stosunku do prognoz z 2007 roku. Z uwagi, iż około 40% zużywanej energii końcowej przypada na budynki, państwa członkowskie zostały zobowiązane do opracowania strategii obniżenia jej zużycia w tym sektorze niemal do zera. Głównie przez przyspieszenie tempa termomodernizacji oraz upowszechnienie stosowania inteligentnych technologii zarządzania energią.

³³ Komisja Europejska, *Czysta energia dla wszystkich Europejczyków*, Luksemburg 2019, ISBN 978-92-79-99843-0, doi/10.2833/21366.

³⁴ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/844 z dnia 30 maja 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2010/31/UE w sprawie charakterystyki energetycznej budynków i dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej.

³⁵ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2002 z dnia 11 grudnia 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej.

³⁶ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych.

W dyrektywie 2018/2001 wyznaczono cel udziału energii z odnawialnych źródeł w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 roku na poziomie co najmniej 32%. W odniesieniu do ogrzewnictwa i chłodzenia zobowiązano państwa członkowskie do przeprowadzenia oceny potencjału energii ze źródeł odnawialnych oraz ciepła i chłodu odpadowego, które mogą być wykorzystane w tym sektorze, oraz promocji ich stosowania.

Dopełnieniem pakietu zimowego jest Komunikat KE „Europa, która chroni: czyste powietrze dla wszystkich”³⁷. Wynika to stąd, że zanieczyszczenie powietrza głównie pyłami zawieszonymi PM_{2,5} i PM₁₀ jest przyczyną przewlekłych i poważnych chorób, takich jak astma, choroby układu krążenia i nowotwory płuc, a w następstwie około 300 tys. przedwczesnych zgonów rocznie. Jednym z najlepszych sposobów ich ograniczania czy wręcz eliminacji jest zastąpienie paliw kopalnych, głównie węgla, energią z odnawialnych źródeł.

Jeszcze bardziej ambitne cele dotyczące redukcji emisji GHG zawarto w strategii „Czysta planeta dla wszystkich”, zaprezentowanej 28 listopada 2018 roku, w której Komisja Europejska przedstawiła długoterminową wizję dojścia do zerowych emisji netto w 2050 roku. Zaproponowano w niej m.in. całkowitą rezygnację z wykorzystania węgla oraz znaczące ograniczenia w zużyciu ropy naftowej i gazu. Przejście na czystą energię doprowadziłoby do powstania systemu energetycznego, w którym dostawy energii pierwotnej w dużej mierze pochodziłyby z odnawialnych źródeł energii, co znacznie zwiększyłoby bezpieczeństwo dostaw i sprzyjałoby tworzeniu krajowych miejsc pracy³⁸. Deklaracje te znalazły potwierdzenie w Europejskim Zielonym Ładzie³⁹ i „Fit for 55”⁴⁰, które stanowią integralną część opracowanej przez Komisję strategii, mającej na celu wdrożenie agendy ONZ na rzecz zrównoważonego rozwoju 2030⁴¹.

W cytowanych powyżej dokumentach podnoszony jest również problem ubóstwa energetycznego. W 2018 roku 6,8% osób mieszkających w prywatnych gospodarstwach domowych w całej UE nie było w stanie zapłacić całości rachunków za media, w tym rachunków za energię, w związku z czym istniało ryzyko odcięcia dostaw. Z kolei 7,3% ludności UE miało w swoich domach do czynienia z temperatu-

³⁷ Komisja Europejska, Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, Europa, która chroni: czyste powietrze dla wszystkich, COM(2018) 330 final.

³⁸ Komisja Europejska, Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów i Europejskiego Banku Inwestycyjnego, Czysta planeta dla wszystkich Europejska długoterminowa wizja strategiczna dobrze prosperującej, nowoczesnej, konkurencyjnej i neutralnej dla klimatu gospodarki, COM (2018) 773 final.

³⁹ Komisja (...) *Europejski Zielony Ład*, COM (2019) 640 fina, ..., op. cit., s. 5.

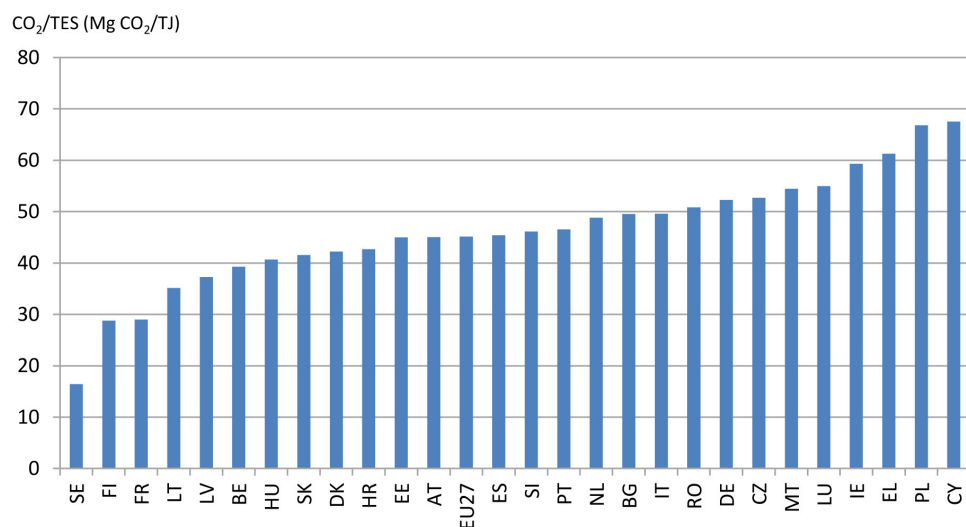
⁴⁰ Komisja Europejska (2021). Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów. „Gotowi na 55”: osiągnięcie unijnego celu klimatycznego na 2030 r. w drodze do neutralności klimatycznej. COM(2021) 550 final.

⁴¹ Organizacja Narodów Zjednoczonych (2015). Agenda na rzecz zrównoważonego rozwoju 2030.

rami otoczenia wykraczającymi poza granice komfortu. Z badań przeprowadzonych w 2020 roku wynika, że wskaźnik ten zwiększył się do 8%, a główne przyczyny to wysoki udział wydatków na ogrzewanie w stosunku do uzyskiwanych dochodów, nieefektywne pod względem energetycznym budynki oraz urządzenia grzewcze o niskiej sprawności. W 2021 roku problem ubóstwa uległ nasileniu z uwagi na znaczący wzrost cen surowców energetycznych i energii. Stąd też rekomendacje Komisji Europejskiej dla państw członkowskich, aby dostarczać konsumentom „czystej” i przystępnej cenowo energii⁴².

Wdrożenie tak ambitnych planów wiązałoby się z niemal całkowitą eliminacją emisji w sektorze energetycznym, co może stanowić bardzo duże wyzwanie dla części państw członkowskich. Dotyczy to także systemu energetycznego Polski, który charakteryzuje się spośród państw UE jednym z najwyższych wskaźników emisji CO₂/TPES (rysunek 16).

Rysunek 16. Wskaźniki emisja CO₂/TPES w krajach UE-27 w 2019 r.

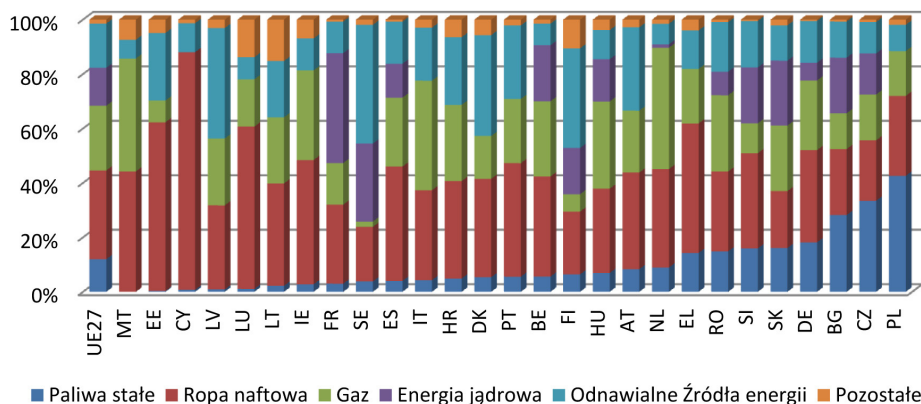


Źródło: Opracowanie własne na podstawie Key world energy statistics 2021, International Energy Agency p.61-69 – <https://iea.blob.core.windows.net/assets/52f66a88-0b63-4ad2-94a5-29d36e864b82/KeyWorldEnergyStatistics2021.pdf> [dostęp: 20.09.2022].

Wynika to głównie ze znaczącego udziału krajowych surowców, tj. węgla kamiennego i brunatnego w miksie energetycznym. W 2019 roku łączny udział tych paliw w strukturze całkowitego zużycia energii wynosił 42,2% i był najwyższy w UE (Rysunek 17).

⁴² Komisja Europejska. (2020). Zalecenie Komisji (UE) 2020/1563 z dnia 14 października 2020 r. dotyczące ubóstwa energetycznego.

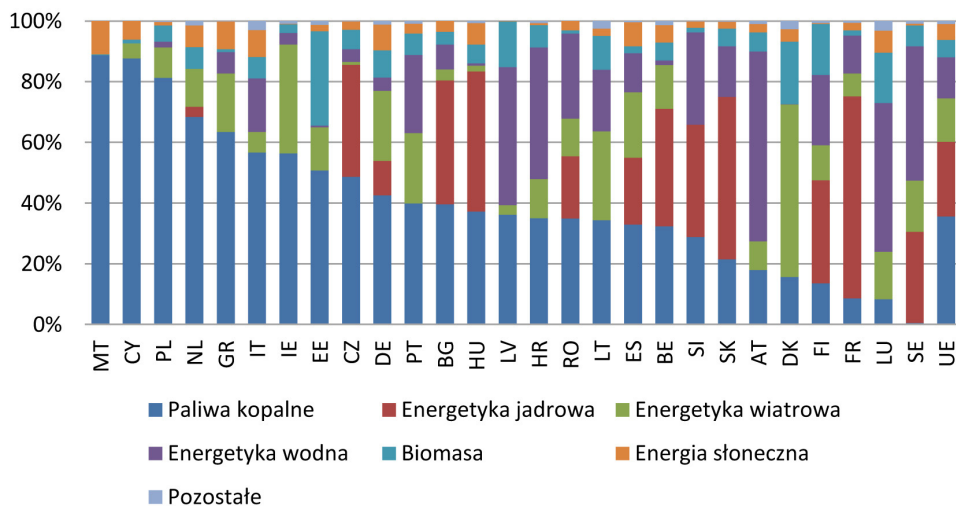
Rysunek 17. Struktura zużycia energii w UE-27 wg produktów w 2020 (%)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/energy-balances> [dostęp 20.09.2022].

W przypadku sektora elektroenergetycznego 80% wytworzonej energii elektrycznej pochodziła z elektrowni węglowych. Dominująca rola węgla w sektorze energetycznym Polski uwarunkowana jest w równym stopniu pochodną krajowej bazy surowcowej, obejmującej największe w UE zasoby tego bogactwa naturalnego, jak i zaszłościami historycznymi odziedziczonymi po PRL.

Rysunek 18. Struktura produkcji energii elektrycznej w UE-27 wg źródeł w 2020 (%)



Źródło: Opracowanie własne: na podstawie <https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy/bloc-3b.html?lang=en> [dostęp: 20.09.2022].

Z rysunków 16–18 wynika, że podstawowym sposobem ograniczenia emisji GHG jest znaczące zwiększenie udziału OZE w wytwarzaniu energii. Stąd też Komisja Europejska wdrożyła procedurę zmiany dyrektywy (UE) 2018/2001, postulując zwiększenie unijnego celu w zakresie OZE do 38–40% w 2030 roku⁴³, czyli jego podwojenie w stosunku do 2020 roku.

1.2.4. Stan i perspektywy rozwoju OZE w Polsce

W ustawodawstwie polskim obowiązek zakupu energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych zapisany został w ustawie Prawo energetyczne⁴⁴. W uchwalonej w roku 1997 ustawie między innymi zdefiniowano odnawialne źródła energii (art. 3), zaś w art. 15 zapisano, iż założenia polityki energetycznej państwa powinny być opracowywane zgodnie z zasadą zrównoważonego rozwoju kraju i między innymi uwzględniać rozwój OZE. Art. 9 udzielał ministrowi właściwemu ds. gospodarki delegację do nakładania obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepłej z OZE oraz określania szczegółowego zakresu tego obowiązku w drodze rozporządzenia. Po raz pierwszy takie unormowanie wydane zostało w 1999 roku⁴⁵, ale było nieskuteczne, ponieważ brakowało w nim jakichkolwiek sankcji prawnych za naruszenie nakazu. Stąd też zmieniono je już w 2000 roku⁴⁶, wprowadzając między innymi kary pieniężne za naruszanie obowiązku, ale wyłącznie w odniesieniu do energii elektrycznej.

Już w pierwszych latach obowiązywania tych norm wystąpiły problemy z ich spełnieniem. Przeprowadzone kontrole (nadzór nad przestrzeganiem tego obowiązku powierzono Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki) wykazały, że w 2001 roku znacząca część przedsiębiorstw zajmujących się obrotem energią elektryczną nie wypełniła tego obowiązku. Główną przyczyną była niewystarczająca ilość takiej energii na rynku, która zapewniłaby wszystkim zobowiązanym przedsiębiorstwom możliwość jej zakupu w wymaganej rozporządzeniem ilości. Ponadto pogłębiały się niejasności w interpretacji przepisów. Na przykład w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 23 lutego 2010 roku⁴⁷ zmieniono definicję biomasy, tak by ziarno zbóż, niespełniających norm jakościowych, mogło być wykorzystane na cele energetyczne w elektroenergetyce. Głównym powodem były bardzo niskie ceny skupu oraz trudności ze zbytem. W 2003 roku, po bardzo burzliwych dyskusjach, uchwalona została też ustawa o biokomponentach stosowanych w paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych⁴⁸.

⁴³ Wniosek: Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) zmieniająca dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001, rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652. 2021/0218 (COD).

⁴⁴ Prawo energetyczne. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. (Dz. U. z 1997 r. Nr 54, poz. 348).

⁴⁵ Dz. U. 1999 nr 13 poz. 119.

⁴⁶ Dz. U. 2000 nr 122 poz. 1336.

⁴⁷ Dz. U. 2010 nr 34 poz. 182.

⁴⁸ Dz. U. 2003 nr 199 poz. 1934.

Przystąpienie Polski do UE wymusiło dostosowanie regulacji krajowych do dyrektyw unijnych – w wyniku czego zmianom uległy w Polsce „prawo energetyczne” oraz „prawo ochrony środowiska”. Strategicznymi dla rozwoju odnawialnych źródeł energii w Polsce dokumentami były „Polityka energetyczna Polski do roku 2030”⁴⁹ oraz „Krajowy Plan Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych”⁵⁰. Rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym biopaliw, został wymieniony jako jeden z pięciu podstawowych kierunków polskiej polityki energetycznej, zaś udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2020 roku miał wynieść 15%. I mimo iż cel ten wydawał się być bardzo trudny w realizacji, został przekroczony (Rysunek 18). Ramy prawne rozwoju odnawialnych źródeł energii pośrednio wyznaczane są także przez dokumenty dotyczące rozwoju gospodarki niskoemisyjnej i efektywnej energetycznie. W Krajowym Planie Działania dotyczącym efektywności energetycznej dla Polski⁵¹ założono (wszędzie tam gdzie jest to ekonomicznie, technicznie i środowiskowo uzasadnione) wykorzystywanie zdecentralizowanych systemów dostarczania energii w oparciu m.in. o OZE. Również Narodowy Program Rozwoju Gospodarki Niskoemisyjnej⁵² spośród priorytetów służących niskoemisyjnemu wytwarzaniu energii wymienia rozwój wykorzystania OZE.

Ale pierwsza ustawa o odnawialnych źródłach energii⁵³ została uchwalona dopiero 20 lutego 2015 roku. Pomimo wieloletnich konsultacji spotkała się z krytyką i już w maju 2015 roku rozpoczęły się prace nad jej nowelizacją, które zakończono 29 grudnia tegoż roku⁵⁴. Do roku 2022 była jeszcze ośmiokrotnie nowelizowana. Zmieniające się prawodawstwo krajowe w obszarze odnawialnych źródeł energii oraz związany z tym stan niepewności inwestorów jest przez ten sektor gospodarki wskazywany jako jedna z jego głównych barier rozwojowych. Przykładem są chociażby przepisy odnoszące się do energetyki wiatrowej.

Mimo tych barier w latach 2000–2020 produkcja energii ze źródeł odnawialnych w Polsce uległa zwiększeniu ponad trzykrotnie, z 3808 ktoe do 12 518 ktoe (Tabela 1). Tempo tego wzrostu było znacznie wyższe niż w UE-27.

Polski sektor energetyczny charakteryzuje się jednym z najwyższych wskaźników udziału biomasy stałej w wytwarzaniu energii z OZE, ale ulega on systematycznemu zmniejszaniu z 94,4% w 2000 roku do 71,6% w 2020 roku, mimo że w wartościach bezwzględnych produkcja energii z tego surowca zwiększyła się

⁴⁹ *Polityka energetyczna Polski do roku 2030*, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa 2009.

⁵⁰ *Krajowy Plan Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych*, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, 2010.

⁵¹ *Krajowy Plan Działania dotyczący efektywności energetycznej dla Polski 2014*, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa 2014.

⁵² *Narodowy Program Rozwoju Gospodarki Niskoemisyjnej*, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa 2015.

⁵³ Dz. U. 2015 poz. 478.

⁵⁴ Dz. U. 2015 poz. 2365.

Tabela 1. Produkcja energii z OZE w Polsce wg sektorów w latach 2000–2020 (ktoe)

Lata	Biomasa stała	Energia wiatrowa	Biodiesel	Biogaz	Pompy ciepła	Energia wodna	Fotowoltaika	Odpady komunalne	Bioetanol	Kolektory	Energia geoterm.	Pozostałe	Razem
2000	3 594,2	0,4	0,0	28,9	0,0	181,1	0,0	0,8	0,0	0,0	3,0	0,0	3 808,4
2001	3 831,2	1,2	0,0	35,3	0,0	199,9	0,0	0,3	0,0	0,0	2,9	0,0	4 070,8
2002	3 900,6	5,2	0,0	32,3	0,0	196,0	0,0	0,2	0,0	0,0	6,3	0,0	4 140,6
2003	3 921,0	10,7	0,0	38,8	0,0	143,7	0,0	0,3	28,2	0,0	7,4	0,0	4 150,0
2004	4 061,7	12,2	0,0	46,4	0,0	179,0	0,0	0,3	13,4	0,1	7,6	0,0	4 320,7
2005	4 166,3	11,6	59,0	53,6	0,0	189,3	0,0	0,7	57,4	0,1	11,4	0,0	4 549,4
2006	4 325,7	22,0	81,8	62,4	0,0	175,6	0,0	0,6	84,6	0,3	12,8	0,0	4 765,7
2007	4 416,7	44,9	43,5	64,7	0,0	202,2	0,0	0,8	66,5	0,4	10,5	0,0	4 850,2
2008	4 738,7	72,0	237,5	96,2	0,0	185,1	0,0	0,2	58,7	1,3	12,7	0,0	5 402,3
2009	5 190,2	92,6	333,9	98,0	34,7	204,2	0,0	0,7	81,2	8,0	14,3	0,8	6 058,6
2010	5 866,2	143,2	348,1	114,6	45,1	251,1	0,0	2,9	97,4	10,0	13,4	0,2	6 892,3
2011	6 350,6	275,5	333,2	136,9	55,8	200,4	0,0	32,0	87,1	12,5	12,7	0,5	7 497,3
2012	6 987,7	408,1	555,2	168,0	68,2	175,1	0,1	32,5	110,0	14,8	15,8	0,1	8 535,6
2013	6 836,8	516,2	578,2	181,4	86,6	209,7	0,1	33,2	121,8	24,7	18,6	0,2	8 607,6
2014	6 179,5	660,0	653,0	207,4	109,3	187,6	0,6	36,9	92,1	34,8	20,2	0,1	8 181,5
2015	6 596,9	933,7	695,1	228,8	132,9	157,5	4,9	40,0	112,2	45,0	21,7	1,5	8 970,2
2016	6 414,9	1 082,3	794,0	260,9	156,9	184,0	10,7	61,0	126,0	52,3	22,2	1,8	9 167,0
2017	6 161,1	1 281,9	792,9	280,4	183,5	220,1	14,2	92,5	122,9	54,5	22,6	1,9	9 228,4
2018	9 193,5	1 100,5	783,6	288,2	214,0	169,4	25,8	98,3	120,2	56,9	23,7	2,0	12 076,1
2019	9 005,9	1 298,9	848,7	298,5	255,1	168,4	61,1	102,0	130,1	71,9	25,1	2,0	12 267,7
2020	8 964,2	1 358,6	842,0	322,4	298,1	182,1	168,4	143,5	131,1	80,1	25,6	2,0	12 518,2

Źródło: Opracowanie własne na podstawie *Energy balances* – <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/energy-balances> (pobrano 20.09. 2022).

z 3 594,2 ktce do 8 964,2 ktce. Wynika to ze znacznie szybszego tempa wzrostu produkcji energii w takich sektorach jak energetyki wiatrowej i słonecznej, biopaliw, biogazu i pomp ciepła. W analizowanych latach udział tych sektorów w produkcji energii ze źródeł odnawialnych zwiększył się z 0,77% do 25,57%.

Z najnowszych dokumentów prognostycznych, jakimi są Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku⁵⁵ oraz założenia do jej aktualizacji⁵⁶, wynika wręcz konieczność zdynamizowania rozwoju wykorzystania OZE we wszystkich sektorach. Jest to „wyzwanie związane z niezależnością i suwerennością”⁵⁷, a jednocześnie koniecznością znaczącego obniżenia stężenia poziomu cząstek pyłów zawieszonych (PM10 i PM2,5) oraz bezno(a)pirenu w powietrzu, które stanowią poważne zagrożenie dla zdrowia publicznego. A Polska wciąż jest jednym z krajów Unii Europejskiej z naj-

⁵⁵ Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Warszawa 2021.

⁵⁶ Założenia do aktualizacji Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. Wzmacnianie bezpieczeństwa i niezależności energetycznej, Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Warszawa, marzec 2022.

⁵⁷ Ibidem.

gorszą jakością powietrza. Aby sprostać tym wyzwaniom, do 2040 roku połowa produkcji energii elektrycznej winna być wytwarzana z odnawialnych źródeł. Obok dalszego rozwoju energetyki wiatrowej i słonecznej preferowane będą inwestycje niewymagające utrzymywania tzw. gorącej rezerwy w systemie dyspozycji mocy, w warunkach Polski wykorzystujące głównie biomasę. Stąd też w Krajowym Planie na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030⁵⁸ przewidziano dalszy wzrost sektora bioelektroenergetyki w Polsce. Do 2030 roku o 53% ma wzrosnąć zużycie biomasy stałej do produkcji energii w stosunku do roku 2015. Znaczący udział przypisano produkcji energii elektrycznej, która ma ulec zwiększeniu z 7739 ktoe w 2020 roku do 9458 ktoe w 2030 roku.

W tej trudnej sytuacji znaczącym źródłem energii winien stać się biogaz. O jego randze świadczą chociażby zapisy w przyjętym przez Radę Ministrów w 2010 roku dokumencie „Kierunki rozwoju biogazowni rolniczych w Polsce w latach 2010–2020”⁵⁹. Ich realizacja wpłynęłaby na dywersyfikację dostaw gazu, którego realnie dostępny potencjał wynosi 1,7 mld m³ rocznie, tj. ponad 10% krajowego zużycia i mógłby w całości zaspokoić potrzeby odbiorców z terenów wiejskich.

Jeszcze innym preferowanym kierunkiem jest wykorzystanie do celów grzewczych rozproszonej energii cieplnej zgromadzonej w gruncie, wodach podziemnych, powietrzu lub odpadach powstających w procesach produkcyjnych. Chociaż technologia ta była już znana od 1852 roku, to rozwój takich systemów chłodniczo-grzewczych nastąpił dopiero w wyniku upowszechnienia dostępu do energii elektrycznej. Kolejnymi impulsami, które spowodowały zwiększenie zainteresowania tą technologią w ogrzewnictwie, były braki nośników energii spowodowane wybuchem II wojny światowej, a w latach 70. XX wieku kryzysem naftowym i gwałtownym wzrostem cen paliw. Ale największy wzrost odnotowano na przełomie XX i XXI wieku zwłaszcza w Ameryce Północnej i w niektórych krajach Europy. Intensywny rozwój systemów niskotemperaturowych ma miejsce głównie dzięki temu, że są one dostępne już dla niewielkich inwestycji, jak np. domy jednorodzinne, osiedla, domy wczasowe lub opieki społecznej, budynki biurowe, kościoły, zakłady produkcyjne itp. Segment pomp ciepła w Europie należy w ostatnich latach do jednego z najbardziej dynamicznie rozwijających się na rynku grzewczo-instalacyjnym. Liczba pomp ciepła znajdujących się w eksploatacji w krajach Unii Europejskiej w 2020 roku wyniosła 41,9 mln i w stosunku do 2012 roku wzrosła o ponad 224%. Od wielu już lat liderem w zakresie takiego sposobu pozyskiwania energii cieplnej są Włochy, Francja i Hiszpania, na które w 2020 roku przypadało 74,4% wszystkich zainstalowanych urządzeń. Również w Polsce w latach 2010–2020 pozyskanie energii z wykorzystaniem pomp ciepła zwiększyło się ponad sześciokrotnie.

⁵⁸ *Krajowy Plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030*, Ministerstwo Aktywów Państwowych, Warszawa 2019.

⁵⁹ *Kierunki rozwoju biogazowni rolniczych w Polsce w latach 2010–2020*, Urząd Rady Ministrów, Warszawa 2010.

Rozdział 2.

TECHNICZNE ZASADY FUNKCJONOWANIA OZE

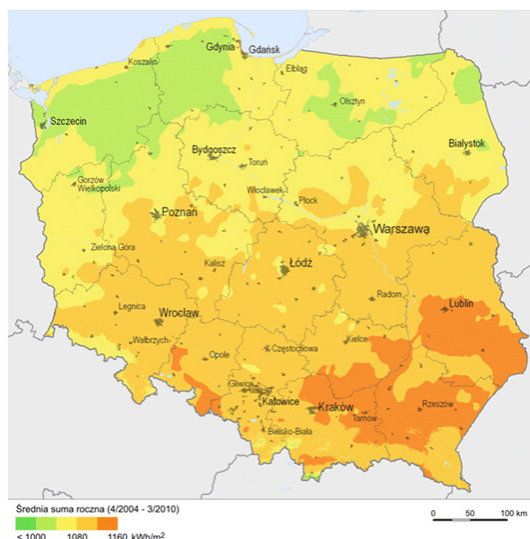
2.1. Fotowoltaika

Osiągana przez instalacje fotowoltaiczną moc uzależniona jest od ilości światła słonecznego padającego na powierzchnię paneli. Jej zmienność zależy nie tylko od warunków klimatycznych, ale również od usytuowania paneli fotowoltaicznych na dachu budynku. Aby wyznaczyć moc instalacji dla danej lokalizacji, w pierwszej kolejności należy określić nasłonecznienie dla danej lokalizacji, czyli średnią moc promieniowania w przeciągu roku mierzoną w kWh/m²/rok.

Warunki nasłonecznienia w Polsce oscylują w przedziale od 900 do 1100 kWh/m². Oznacza to, że z jednego metra kwadratowego powierzchni modułu można uzyskać do 120 do 150 kWh energii rocznie.

Dla szerokości geograficznej Polski optymalnym ustawieniem paneli fotowoltaicznych jest kąt 35° oraz południowa orientacja.

Rysunek 1. Warunki nasłonecznienia w Polsce



Źródło: www.solargis.info

2.1.1. Rozwój fotowoltaiki w Polsce i Europie

Według raportu „Rynek Fotowoltaiki w Polsce 2022” Instytutu Energetyki Odnawialnej ostatnie lata wskazują na duży wzrost instalacji PV. W 2020 roku przyrost mocy zainstalowanej wyniósł 2,4 GW. Kolejny rok okazał się być jeszcze lepszy – w 2021 przyrost wyniósł 3,7 GW, co na koniec roku dało w sumie 7,67 GW mocy zainstalowanej. Na koniec pierwszego kwartału 2022 odnotowano moc zainstalowaną na poziomie 9,4 GW.

Na koniec 2021 roku moc zainstalowana w krajach Unii Europejskiej wyniosła 158. W stosunku do poprzedniego roku – 2020 – kraje UE uzyskały 15% wzrost całkowitej mocy zainstalowanej PV.

Na tle państw Unii Europejskiej Polska uplasowała się na czwartym miejscu pod względem przyrostu nowych mocy instalacji fotowoltaicznych – 2463 MW. Przed Polską znalazły się kolejno Niemcy z 4736 MW mocy zainstalowanej, Holandia – 3036 MW oraz Hiszpania – 2812 MW.

2.1.2. Nowe przepisy

Rok 2022 przyniósł branży fotowoltaicznej gruntowne zmiany. Nowa ustawa o OZE, której przepisy weszły w życie 1 kwietnia 2022 roku, całkowicie zmieniła sposób rozliczenia fotowoltaiki w 2022 roku.

Jeszcze w czerwcu 2021 roku Ministerstwo Klimatu zaprezentowało projekt ustawy nowelizującej m.in. ustawę o OZE oraz Prawo energetyczne. Projekt zakładał sprzedaż nadwyżek energii po cenie obowiązującej na TGE (Towarowej Giełdzie Energii). Pomysł spotkał się z ogromną krytyką ze strony ekspertów, inwestorów i firm fotowoltaicznych. Pomimo tego został przeforsowany i od 1 kwietnia 2022 roku nowe przepisy w fotowoltaice wprowadzające tzw. net-billing.

Od 2022 roku w Polsce równolegle obowiązują dwa systemy rozliczeń prosumenckich:

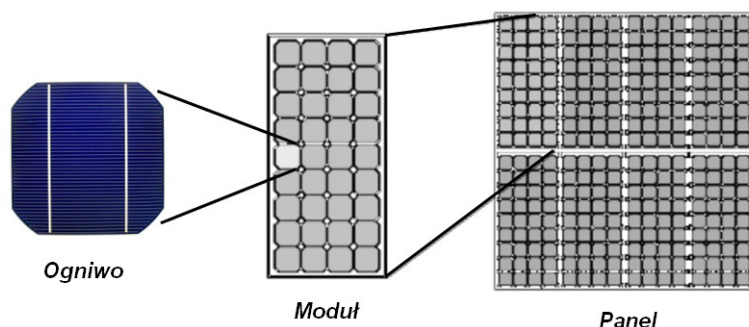
- **net-billing** dla instalacji, które zostały podłączone do sieci po 1 kwietnia 2022 roku lub dla prosumentów, którzy zdecydują się na zmianę metody rozliczenia,
- **tzw. system opustów dla prosumentów**, którzy złożą wniosek o przyłączenie do sieci przed 1 kwietnia 2022 roku (lub zainstalują fotowoltaikę w ramach projektów parasolowych).

2.1.3. Budowa modułu fotowoltaicznego

Ogniwo fotowoltaiczne to tzw. element półprzewodnikowy, w którym następuje bezpośrednia przemiana energii promieniowania słonecznego w energię elektryczną. Moduł natomiast to połączone szeregowo lub szeregowo-równolegle ogniwa.

W celu uzyskania większych napięć, ogniwa łączy się w moduły, a te następnie w panel, dzięki czemu otrzymujemy produkt rynkowy o określonej mocy zainstalowanej.

Rysunek 2. Budowa panelu fotowoltaicznego

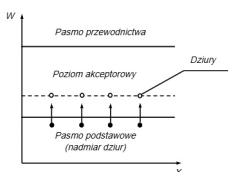


Źródło: gosolar.pl

Górna powierzchnia modułu fotowoltaicznego – od strony padania promieni słonecznych – pokryta jest dwoma warstwami ochronnymi – szybą hartowaną oraz folią EVA. Folia EVA (etylenowy polioctan winylu) to termoutwardzalny materiał stosowany w fotowoltaice do laminowania fotoogniw, w celu wzmocnienia ich wytrzymałości na negatywny wpływ czynników środowiskowych. Pod warstwami ochronnymi znajdują się połączone szeregowo lub szeregowo-równoległe ogniwa, składające się z dwóch półprzewodników – typu p i typu n, oddzielonych warstwą graniczną. Płytki ogniwa najczęściej wykonane są z krzemu (składającego się z 4 elektronów walencyjnych). Wiadomo jednak, że niemożliwe jest uzyskanie czystego krzemu, a materiał bez defektów jest dodatkowo niestabilny. Dlatego też stosuje się domieszkowanie półprzewodników typu p i n. Dzięki temu możemy uzyskać odpowiednią przewodność elektryczną obydwu warstw.

- Półprzewodnik typu p

Rysunek 3. Elektrotechnika i elektronika – J. Dawidziuk



Źródło: globenergia.pl

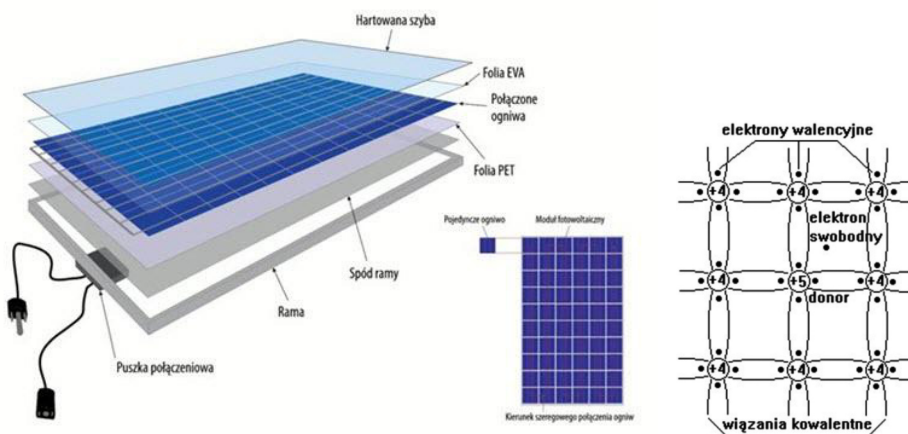
Stosuje się w nim domieszkę akceptorową, czyli taką, która zapewnia niedobór elektronów (w stosunku do półprzewodnika samoistnego – krzemu). Z tego względu najczęściej wykorzystuje się bor, który posiada 3 elektrony walencyjne. Półprzewodniki typu p mają więc w swej budowie znacznie więcej dodatnich dziur

niż elektronów. Powstające dziury mogą być wypełniane przez elektrony walencyjne sąsiednich atomów krzemu, co powoduje ich ruch wewnątrz półprzewodnika.

- Półprzewodnik typu n

Stosuje się w nim domieszkę donorową, czyli taką, która zapewnia nadmiar elektronów (w stosunku do półprzewodnika samoistnego – krzemu). Dla krzemu typowymi domieszkami donorowymi są atomy 15. grupy układu okresowego, głównie fosfor – posiada 5 elektronów walencyjnych. Półprzewodniki typu n mają więc w swojej budowie znacznie więcej elektronów niż dziur, czyli wolnych miejsc po elektronach. Nadmiarowy piąty elektron jest słabo związany z jądrem krzemu i zajmuje tzw. poziom donorowy, który znajduje się tuż pod pasmem przewodnictwa, więc nawet niewielkie energie mogą spowodować jego przejście do pasma przewodnictwa, co skutkuje zmniejszeniem się oporu właściwego półprzewodnika (zwiększeniem się liczby nośników prądu).

Rys. 4. Elektrotechnika i elektronika – J. Dawidziuk



Źródło: globenergia.pl

Zasada działania

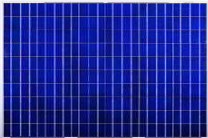
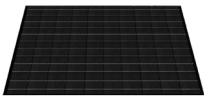
Główną zaletą ogniw fotowoltaicznych jest bezpośrednia zamiana energii z promieni słonecznych na energię elektryczną. Zgodnie z teorią kwantową promienie słoneczne niosą energię w postaci fotonów. Te padając na powierzchnię półprzewodników, mogą zostać pochłonięte, co powoduje wskoczenie elektronu na wyższy poziom energetyczny.

Jak już wiemy, płytka krzemowa jest zbudowana z dwóch warstw – półprzewodników typu p i n – oddzielonych tzw. warstwą graniczną. Warstwa skierowana w stronę światła słonecznego (typu n) jest domieszkowana ujemnie fosforem (co skutkuje nadmiarem elektronów), podczas gdy dolna warstwa krzemu (typu p) jest

domieszkowana dodatnio poprzez dodanie atomów boru (co skutkuje niedoborem elektronów). Dzięki temu w obszarze granicznym tworzy się pole elektryczne.

Kiedy najmniejsza jednostka światła (foton) pada na ogniwo, energia fotonu uwalnia dodatkowe elektrony i umożliwia ich przemieszczanie się. W ten sposób powstaje różnica potencjałów elektrycznych (napięcie elektryczne). Po zamknięciu obwodu odbiornikiem energii między górną a dolną płytką w obwodzie płynie prąd. To jednak jest prąd stały, nienadający się do wykorzystywania przez sprzęty domowe. Aby móc z niego korzystać, konieczny jest falownik (inwerter), który zmienia prąd stały w prąd zmienny.

Tabela 1. Rodzaje modułów fotowoltaicznych

Rodzaj modułów		Sprawność	Wpływ temperatury
Moduł Monokrystaliczny		15–18%	Umiarkowany spadek wydajności przy wzroście temperatury
Moduł Polikrystaliczny		14–16%	Umiarkowany spadek wydajności przy wzroście temperatury
Moduł CIGS		12–14%	Niski spadek wydajności przy wzroście temperatury
Moduł tellurku kadmu CdTe		11–13%	Niski spadek wydajności przy wzroście temperatury
Moduł amorficzny		8–10%	Niski spadek wydajności przy wzroście temperatury

Źródło: elektroonline.pl

Aktualnie na rynku dostępnych jest 5 typów paneli fotowoltaicznych, różniących się między sobą materiałem, z którego wykonane jest ogniwo. Natomiast najczęściej stosuje się moduły monokrystaliczne i polikrystaliczne.

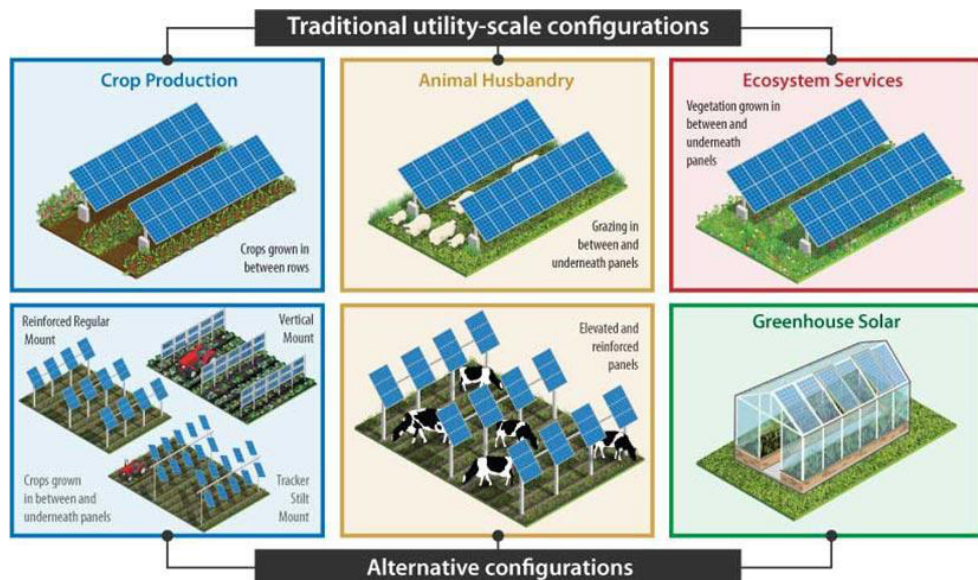
Moduły monokrystaliczne charakteryzują się ciemniejszą, prawie czarną barwą i wykonane są z monolitycznego krystalu krzemu o kształcie ośmiokątów. Mają największą sprawność, która wynosi około 15–18% i spośród dostępnych na rynku modułów PV osiągają najniższy wskaźnik spadku mocy wraz ze wzrostem temperatury. Panele monokrystaliczne charakteryzuje wysoka czystość krystalu, dzięki czemu możemy mówić o ich wysokiej wydajności.

Moduły polikrystaliczne barwy jasnoniebieskiej powstają ze sprasowanego bloku wykryształizowanego krzemu i przyjmują kształt prostokątów. Ich sprawność w porównaniu do monokrystalicznych jest nieco niższa i wynosi około 14–16%. Moduły te niestety odznaczają się wysokim wskaźnikiem spadku mocy wraz ze wzrostem temperatury. Jednak lepiej od monokrystalicznych pracują w warunkach rozproszonego światła. Połączone w panelu kryształy nie dają elektronom dużej swobody poruszania się, co powoduje niższą sprawność. Ponadto w przypadku paneli polikrystalicznych możemy mówić o niższej czystości krystalu, co również przyczynia się do wydajności na poziomie około 14–16%.

2.1.4. Agrofotowoltaika

Agrofotowoltaika lub też agrowoltaika to koncepcja, w której tereny wykorzystywane są zarówno do wytwarzania energii, jak i zapewnienia przestrzeni dla lokalnego rolnictwa lub rodzimych siedlisk.

Rysunek 4. Wykorzystanie agrowoltaiki



Źródło: www.nrel.gov

Agrowoltaika jest świetnym rozwiązaniem nie tylko dla przedsiębiorstw fotowoltaicznych, ale także lokalnych rolników, którzy chcą w pełni zagospodarować swoje tereny. Koncepcja ma wiele możliwych konfiguracji i może być modyfikowana w zależności od potrzeb, czy to w celu zapewnienia dodatkowej przestrzeni dla światła, zwierząt, czy sprzętu rolniczego.

W Polsce również można dostrzec rozwój agrowoltaiki. Jednym z takich przykładów są farmy fotowoltaiczne pod Zgorzelcem. Tereny posiadające liczne panele stanowią tam siedlisko dla rodzimej fauny i flory. Na farmie można dostrzec wiele gatunków ptaków, które szukają pożywienia, oraz tych lęgowych, które tworzą na terenie swoje gniazda. Oprócz ptaków można napotkać liczne gatunki płazów, gadów, owadów oraz ssaków – także tych drapieżnych.

2.2. Biogazownie

Po wybuchu wojny na Ukrainie zagadnienia związane z alternatywnymi źródłami gazu gwałtownie zyskują na znaczeniu. Dotychczas starania rządzących ogniskowały się na rozbudowie infrastruktury pozwalającej na znaczne zwiększenie importu błękitnego paliwa (terminal LNG w Świnoujściu i Baltic Pipe). Bezsprzecznie były to bardzo ważne i potrzebne inwestycje, jednak w kontekście długofalowych celów polityki klimatyczno-energetycznej UE gaz ziemny będzie stopniowo zastępowany przez tzw. **gazy zdekarbonizowane**. Jednym ze wspomnianych gazów (oprócz wodoru), którego wykorzystanie z perspektywy Polski może być szczególnie atrakcyjne, jest biogaz, a w szczególności **biogaz rolniczy**, który w porównaniu do wielu innych OZE posiada liczne cechy determinujące jego przydatność w obszarze ekonomicznym, ekologicznym i społecznym.

Sposób wytwarzania energii z biogazu w sposób znaczący różni się od pozostałych OZE, takich jak np. turbiny wiatrowe czy fotowoltaika, w których „surowcem” są niejako zjawiska fizyczne, występujące niezależnie od działalności człowieka. W przypadku procesu uzyskiwania biogazu konieczne jest z kolei przetworzenie biomasy w specjalnie do tego przeznaczonych instalacjach technologicznych (biogazowniach), a efekty produkcji (z racji na dużą liczbę zmiennych, mających wpływ na proces) w znacznie większej mierze zależą od wydajności konkretnych rozwiązań i gospodarki substratami.

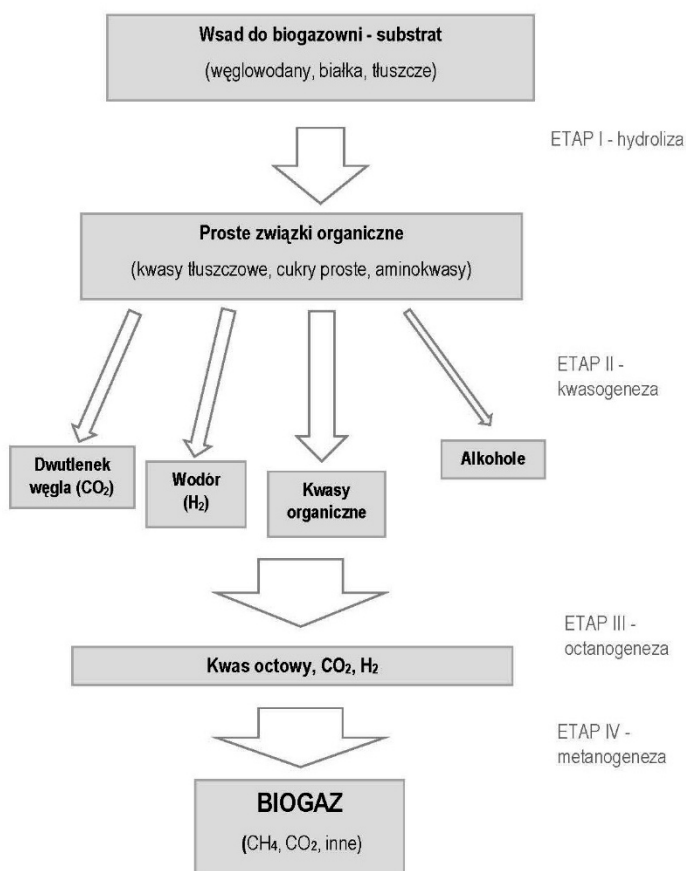
Czym są biogazownie rolnicze i na czym polega ich praca?

Biogazownie rolnicze – instalacje technologiczne produkujące biogaz pozyskany w wyniku kontrolowanego procesu fermentacji beztlenowej biomasy rolniczej

.Sam proces fermentacji beztlenowej (której efektem jest powstawanie biogazu) w przyrodzie zachodzi samoistnie, np. na torfowiskach lub pryzmach obornika. W ujęciu chemicznym proces ten można podzielić na 4 etapy (hydroliza, faza kwaśna, octanogeneza, metanogeneza), w których związki złożone są stopniowo roz-

kładane przez odpowiednie dla danego etapu bakterie¹. Finalnie bakterie metanowe przetwarzają kwas octowy (główny budulec cząsteczki metanu) oraz wodór – efektem ich działania jest powstanie mieszaniny metanu i dwutlenku węgla – **biogazu**. Wartość opałowa biogazu zależy od poziomu zawartości metanu – standardowo zawiera się w przedziale 20–26 MJ/ m³. Proces powstawania biogazu w drodze fermentacji metanowej przedstawiony został na rysunku 1.

Rysunek 5. Schemat powstawania biogazu w reakcji fermentacji metanowej



Źródło: Opracowanie własne na podstawie: IEO: A. Curkowski i in., *Przewodnik dla inwestorów zainteresowanych budową biogazowni rolniczych*, Ministerstwo Gospodarki, Instytut Energetyki Odnawialnej, Warszawa 2011.

¹ A. Myczko i in., *Budowa i eksploatacja biogazowni rolniczych. Poradnik dla inwestorów zainteresowanych budową biogazowni rolniczych*, Warszawa–Poznań 2011.

Tabela 2. Zawartość biogazu rolniczego

Gaz	Zawartość (%; ppm.)
Metan (CH_4)	50–70%
Dwutlenek węgla (CO_2)	30–50%
Tlen (O_2)	>2%
Wodór (H_2)	>2%
Siarkowodór (H_2S)	10–20 000 ppm. ¹



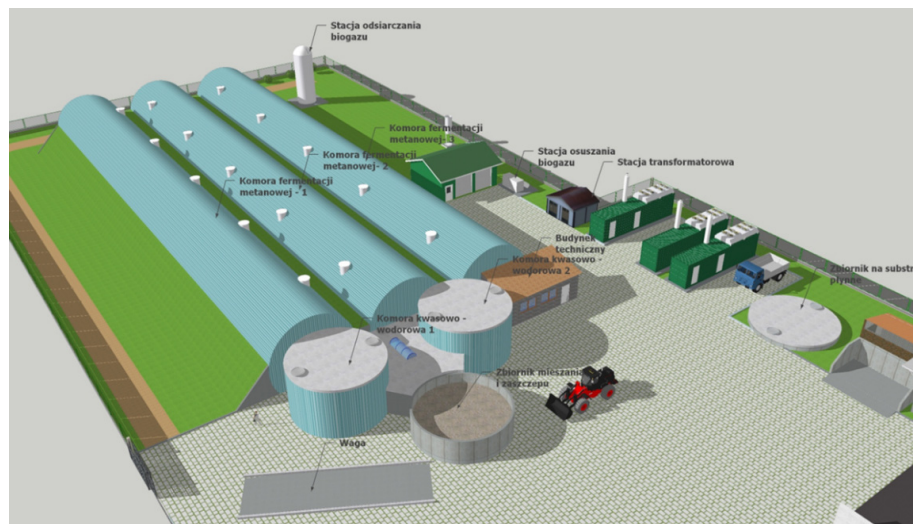
¹ Parts per million [ppm] = 0,0001 [%].

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: A. Curkowski, P. Mroczkowski, A. Oniszk-Popławska, G. Wiśniewski, *Biogaz rolniczy – produkcja i wykorzystanie*, Mazowiecka Agencja Energetyczna 2009.

Szczegóły układu technologicznego biogazowni rolniczej różnią się w zależności od zastosowanej technologii, jednak można wyróżnić elementy typowe dla każdej instalacji², np.:

- Układ do przechowywania substratów,
- Zbiorniki fermentacyjne,
- Instalacja odzysku biogazu,
- Aparatura do oczyszczania biogazu, np. odsiarczalnia,
- Pochodnia spalająca biogaz,
- Zbiornik na poferment/laguna.

Rysunek 6. Wizualizacja biogazowni rolniczej



Źródło: Materiały przedsiębiorstwa Bio-Power sp. z o.o.

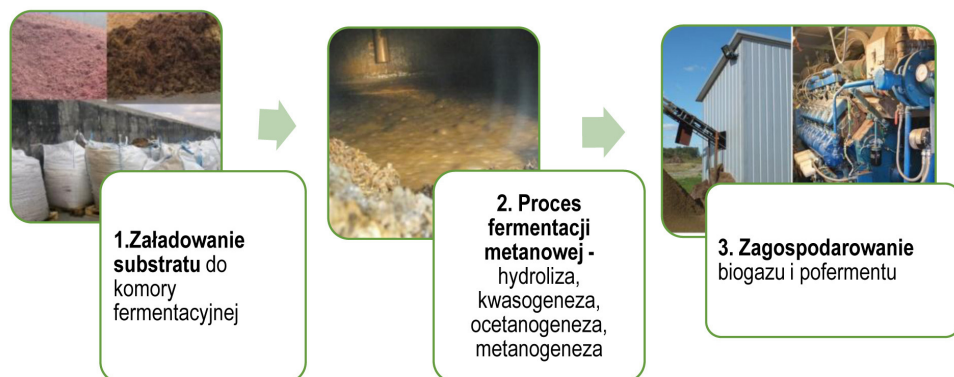
² A. Zapałowska, T. Gacek, *Ekonomiczne aspekty pozyskiwania i wykorzystania biogazu*, „Polish Journal for Sustainable Development” 2019, 23(2), s. 81–90.

Zgodnie z art. 2, ust. 2 ustawy OZE biogaz rolniczy jest to:

(...) gaz otrzymywany w procesie fermentacji metanowej surowców rolniczych, produktów ubocznych rolnictwa, płynnych lub stałych odchodów zwierzęcych, produktów ubocznych, odpadów lub pozostałości z przetwórstwa produktów pochodzenia rolniczego lub biomasy leśnej, lub biomasy roślinnej zebranej z terenów innych niż zaewidencjonowane jako rolne lub leśne, z wyłączeniem biogazu pozyskanego z surowców pochodzących ze składowisk odpadów, a także oczyszczalni ścieków, w tym zakładowych oczyszczalni ścieków z przetwórstwa rolno-spożywczego, w których nie jest prowadzony rozdział ścieków przemysłowych od pozostałych rodzajów osadów i ścieków³.

2.2.1. Przebieg procesu produkcji

Rysunek 7. Uproszczony schemat procesu produkcyjnego biogazowni rolniczej



Źródło: Materiały własne.

Za początek procesu produkcyjnego w biogazowni rolniczej można uznać moment przyjęcia surowca do zakładu. W zależności od jego rodzaju może być on składowany w silosach (np. kiszonka kukurydzy) lub w specjalnych zbiornikach w przypadku substratów płynnych, takich jak gnojowica⁴. W niektórych instalacjach przed trafeniem biomasy do komory fermentacyjnej stosowane są metody wstępnej obróbki mieszanki substratów – np. rozdrabnianie za pomocą maceratora lub higienizacja niektórych rodzajów odpadów (np. odpady poubojowe).

Pierwszym właściwym etapem procesu produkcji jest wprowadzenie biomasy do komory fermentacyjnej – w tym przypadku również rodzaj systemu podającego różni się w zależności od zastosowanej technologii. Wsad do biogazowni

³ Dz. U. 2015 poz. 478

⁴ A. Jeżowska, K. Kozłowski, A. Lewicki, D. Chełkowski, *Rodzaje zbiorników fermentacyjnych stosowanych w biogazowniach*, „Technika rolnicza ogrodnicza leśna” 1/2018.

może być uzupełniany w sposób ciągły, pół-ciągły oraz nieciągły⁵. Wybór odpowiedniego systemu aplikacji biomasy powinien być uwarunkowany możliwościami inwestora w zakresie gospodarowania substratami – podawanie surowca do reaktora w trybie ciągłym wymaga zapewnienia stałej dostępności substratu oraz stwarza konieczność ich składowania, przy czym w tym wariancie produkcja biogazu jest najbardziej stabilna.

Tabela 3. Warianty technologiczne biogazowni rolniczych w podziale na kryteria

Kryterium	Warianty technologiczne
Liczba etapów procesu	– jednoetapowy – dwuetapowy – wieloetapowy
Temperatura procesu	– fermentacja psychrofilowa (10–25°C) – fermentacja mezofilowa (32–42°C) – fermentacja termofilowa (52–57°C)
Zaw. suchej masy wsadu	– fermentacja mokra (<16% s.m.) – fermentacja sucha (>16% s.m.)

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: IEO – Instytut Energetyki Odnawialnej. Ministerstwo Gospodarki. (2011). Przewodnik dla inwestorów zainteresowanych budową biogazowni rolniczych. Pobrane z: <http://www.mg.gov.pl/files/upload/13229/poranik%20biogazowy.pdf>

Przechodząc do przebiegu samej fermentacji, wyróżniamy kilka rodzajów jej prowadzenia. Pierwszym i najbardziej powszechnym jest **fermentacja w jednej komorze** – charakterystyczna dla technologii niemieckich, takich jak NaWaRo, przy czym w niektórych biogazowniach, w celu zwiększenia wydajności produkcji, stosuje się rozdział faz fermentacji⁶. Temperatura, w której przeprowadza się proces jest również zależna od zastosowanej technologii – w zdecydowanej większości instalacji stosuje się jednak fermentację mezofilową, która zachodzi w temp. 32–42°C. Do ogrzewania biomasy stosuje się wymienniki ciepła, które zamontowane są w ścianach fermentora. Kryterium podziału rodzaju fermentacji może być też poziom suchej masy wsadu wprowadzanego do fermentora – można wyróżnić fermentację mokrą (% s.m. wsadu <16%), stosowaną w zdecydowanej większości biogazowni rolniczych, oraz suchą (% s. m. wsadu >16%). Dla zapewnienia prawidłowego przebiegu procesu fermentacji bardzo istotne jest zastosowanie odpowiedniego systemu mieszania biomasy – w tym celu w komorach fermentacyjnych montuje się mieszadła. Zamontowanie ich w komorach fermentacyjnych pozwala bakteriom na lepszy dostęp do biomasy, co korzystnie wpływa na wydajność procesu.

⁵ A. Curkowski, P. Mroczkowski, A. Oniszk-Popławska, G. Wiśniewski, *Biogaz rolniczy – produkcja i wykorzystanie*, Mazowiecka Agencja Energetyczna (2009).

⁶ Institut für Energetik und Umwelt gGmbH, *Biogaz – produkcja, wykorzystanie*, tłumaczenie polskie 2005.

Istotną częścią procesu produkcyjnego biogazowni rolniczej jest również zagospodarowanie masy pofermentacyjnej, tzw. pofermentu. Najczęściej trafia on do zamkniętych zbiorników lub laguny, po czym rozlewa się go na polach – ze względu na jego właściwości chemiczne stanowi on wartościowy nawóz⁷. W niektórych biogazowniach wyprodukowany poferment poddaje się procesowi separacji na frakcję stałą i płynną (zdjęcie 1).

Zdjęcie 1. Proces separacji pofermentu



Źródło: Materiały własne.

W większości instalacji wyprodukowany w procesie fermentacji biogaz (po jego uprzednim odsiarczeniu i odwodnieniu) jest **zagospodarowywany poprzez spalanie w agregacie kogeneracyjnym (CHP)** (Zdjęcie 1). W tego rodzaju jednostce wytwórczej energia elektryczna i ciepła powstają w skojarzeniu – tzw. kogeneracji. Typowe sprawności elektryczne i cieplne standardowego agregatu kogeneracyjnego wynoszą ok. 40–42%. W przypadku wystąpienia awarii generatora do spalania biogazu używa się świec awaryjnych⁸. Wyprodukowana energia elektryczna i ciepła

⁷ A. Kowalczyk-Juško, M. Szymańska, *Poferment nawozem dla rolnictwa*, Fundacja na rzecz Rozwoju Polskiego Rolnictwa, Warszawa 2015.

⁸ A. Myczko i in., *Budowa i eksploatacja biogazowni rolniczych...*, op. cit..

zużywana jest również na potrzeby procesowe – w przypadku energii cieplnej jest to ok. 25–45%, z kolei zasilenie instalacji elektrycznych (np. mieszadeł, pomp wody) wymaga zużycia ok. 9% wyprodukowanej energii elektrycznej⁹. Finalnie wyprodukowana energia elektryczna trafia do sieci elektroenergetycznej (po uprzedniej zmianie napięcia prądu w trafostacji). Z kolei wyprodukowane ciepło może być wykorzystane do ogrzania np. obiektów przemysłowych (hodowli, fabryk), lokali komunalnych czy nawet miejsc użyteczności publicznej – stopień zagospodarowania ciepła zależy w dużej mierze od lokalizacji biogazowni

Należy jednak pamiętać, że możliwości w zakresie zagospodarowania podstawowych produktów biogazowni rolniczych (biogazu i pofermentu) jest dużo więcej. Szczególnie korzystnym sposobem wykorzystania biogazu wydaje się być uszlachetnienie go do postaci biometanu¹⁰, który (w zależności od możliwości technicznych) może być wtłaczany do sieci gazowych lub skraplany/sprężany i odbierany bezpośrednio z instalacji¹¹.

Zdjęcie 2. Silnik kogeneracyjny marki MWM pracujący na biogazie rolniczym



Źródło: Materiały własne.

⁹ IEO – Instytut Energetyki Odnawialnej. (2012). Ile kosztuje budowa biogazowni i kiedy się zwróci?. Pobrano z: <http://gramwzielone.pl/bioenergia/2795/ile-kosztuje-budowa-biogazowni-i-kiedy-sie-zwróci>

¹⁰ Biometan – biogaz oczyszczony z dwutlenku węgla i innych składników o parametrach zbliżonych do gazu ziemnego.

¹¹ M. Tarka, M. Trupkiewicz, *Obowiązek dostępu do gazowej sieci dystrybucyjnej jako podstawowy warunek sprzedaży biometanu z polskich biogazowni rolniczych*, „Rynek Energii” 2017, 5, s. 49–53.

2.2.2. Zasady prowadzenia fermentacji

a) Zawartość suchej masy wsadu

W zdecydowanej większości biogazowni rolniczych stosowana jest tzw. **fermentacja mokra**, w której zawartość suchej masy wsadu nie powinna przekraczać ok. 16% (co wynika z racji konieczności zachowania zdolności do mechanicznego pompowania biomasy). Ze względu na powyższe operatorzy biogazowni powinni stale monitorować zawartość suchej masy organicznej wsadu w fermentorze oraz znać szacunkową zawartość tego parametru w przypadku każdego z podawanych substratów.

b) Częstotliwość i ilość podawanej biomasy

Stabilność i wydajność produkcji biogazu w dużej mierze zależy od czynników takich jak częstotliwość i ilość podawanych substratów. Choć w ujęciu nominalnym ilość dostarczanego podłoża jest uwarunkowana zapotrzebowaniem na biogaz danej instalacji, intensywność wymiany zawartości fermentora (a tym samym częstotliwość podawania świeżej biomasy) ma duży wpływ na efektywność i stabilność fermentacji. Jednym z najważniejszych parametrów używanych do oceny częstotliwości podawania podłoża **jest hydrauliczny czas retencji (HRT)**. Parametr HRT oblicza się poprzez podzielenie objętości komory fermentacyjnej przez dzienną ilość wsadu wyrażoną w metrach sześciennych:

$$HRT = \frac{Vk}{V},$$

gdzie

Vk – objętość komory fermentacyjnej (m^3),

V – dzienna objętość podawanych substratów (m^3).

Najwyższy uzysk biogazu na kilogram podanej biomasy występuje w sytuacji, gdy bakterie mają wystarczająco dużo czasu na rozkład materii organicznej, przy czym prędkość jego powstawania jest dość mała. W przeciwnym przypadku (znaczne obciążenie fermentora biomasa) prędkość powstawania biogazu osiąga najwyższe wartości przy jednoczesnym zmniejszeniu efektywności fermentacji. Z tego względu, aby zmaksymalizować efektywność ekonomiczną instalacji, należy odpowiednio wyważyć stosunek wydajności fermentacji do prędkości produkcji.

Trzeba jednak pamiętać, że w przypadku systemu ciągłego podawania biomasy (najczęściej stosowanego w biogazowniach rolniczych) wartość wskaźnika HRT musi być większa niż dwukrotność czasu wymaganego do namnożenia się bakterii. W przeciwnym razie może dojść do ich wymycia, a w efekcie do załamania procesu fermentacji. W literaturze branżowej przyjmuje się, że optymalny hydrauliczny czas retencji powinien wynosić od 20–25 dni¹².

¹² O. Kujawski, *Przegląd technologii produkcji biogazu*, cz. I, „Czysta Energia” 2009 (12), 17.

Czas potrzebny na rozkład substancji organicznych zawartych w substratach uwarunkowany jest przez ich rodzaj – w przypadku surowców o wysokiej zawartości substancji trudno rozkładalnych, jak celuloza czy lignina (np. uprawy energetyczne takie jak kiszonka z kukurydzy), hydrauliczny czas retencji może wynosić nawet 60 dni. Z kolei surowce zawierające duże ilości białka i tłuszczu rozkładają się znacznie szybciej – nawet do 20 dni¹³.

c) Stosunek C:N

Kolejnym z istotnych parametrów, który ma znaczny wpływ na stabilność procesu fermentacji jest stosunek węgla do azotu – C:N. Odchody zwierzęce (np. oborniki i gnojowica) zawierają w swoim składzie dużą ilość azotu, który powoduje namnażanie się bakterii. Z kolei biomasa roślinna bogata jest w węglowodany, które wpływają pozytywnie na wydajność produkcji. Podczas procesu fermentacji zbyt duża ilość azotu (wąski stosunek C:N) powoduje wytworzenie się amoniaku, który w nadmiarze może doprowadzić do zmniejszenia tempa namnażania się bakterii metanogennych.

Z drugiej strony zbyt wysoka wartość C:N (nadmiar węgla) może skutkować niewykorzystaniem całości węgla w substracie – wówczas nie dochodzi do całkowitej przemiany węgla, co finalnie powoduje spadek potencjału produkcyjnego metanu. Dlatego też w literaturze tematycznej powszechnie przyjmuje się, że stosunek węgla do azotu optymalnie powinien wynosić od 10–30. W ujęciu praktycznym zdecydowanie większą uwagę zwraca się na unikanie nadmiernego stosowania substratów charakteryzujących się zbyt niskim stosunkiem C:N niż w przypadku przeciwnym – wytwarzanie się amoniaku może doprowadzić do nawet całkowitego wymarcia bakterii metanogennych. Z kolei przy zbyt wysokim poziomie tego parametru konsekwencje nie są aż tak dotkliwe, fermentacja nie zostanie zakłócona – „Fermentacja może przebiegać efektywnie, nawet jeśli stosunek C:N~90, ponieważ tylko część węgla i azotu obecnych w substracie będzie dostępna w trakcie procesu biodegradacji”¹⁴.

Tabela 4. Stosunek węgla do azotu wybranych substratów

Substrat	Stosunek C:N
Gnojowica krowia	10–30
Pomiot kurzy	5–15
Gnojowica wieprzowa	10–20
Siano	32
Odpady rybne	2,5–5,5
Odpady rzeźnicze	2–4

Źródło: Opracowanie własne na podstawie K. Michalska, A. Kacprzak, *Biogazownie*, Centrum Badań i Innowacji PRO-AKADEMIA (2012).

¹³ Instytut Agroenergetyki, *Biogazownia w twojej gminie. Praktyczny poradnik dla pracowników jednostek samorządu terytorialnego*, (2014).

¹⁴ K. Michalska, A. Kacprzak, *Biogazownie*, Centrum Badań i Innowacji PRO-AKADEMIA (2012).

d) Monitorowanie parametrów produkcyjnych

Aby proces fermentacji mógł być przeprowadzony w sprawny sposób, bardzo istotne jest wykorzystanie odpowiedniej aparatury sterującej i urządzeń kontrolno-pomiarowych. Zachwiania i zaburzenia procesu fermentacji w praktyce zdarzają się często, a mogą być one powodowane przez wiele różnych czynników, zarówno wynikających z obecności tzw. inhibitorów fermentacji czy usterek mechanicznych komponentów, takich jak pompy, zasowy itd.

Z tego względu podczas pracy instalacji ważne jest monitorowanie parametrów takich jak np.:

- poziomu pH w komorach fermentacyjnych,
- temperatury procesu,
- ciśnienie w zbiornikach,
- ilości i składu wytwarzanego biogazu.

W większości biogazowni do celów monitorowania i regulacji parametrów produkcyjnych używa się systemów sterujących

2.2.3. Substraty do produkcji

Do produkcji biogazu rolniczego może zostać wykorzystane wiele surowców zawierających związki organiczne – mogą być to substraty pochodzenia zarówno roślinnego, jak i zwierzęcego. Ze względu na fakt, iż działalność biogazowni rolniczej opiera się na przetwarzaniu biomasy, dobór odpowiednich substratów do produkcji jest bardzo ważnym czynnikiem determinującym efektywność ekonomiczną instalacji.

Odpady z przemysłu rolno-spożywczego

W ciągu ostatnich kilku lat obserwowaliśmy wzrost zużycia substratów pochodzących z przetwórstwa rolno-spożywczego. Z dużą pewnością można przewidywać, że w kolejnych latach tendencja ta zostanie utrzymana. Wykorzystywanie tego rodzaju substratów jest przede wszystkim bardziej efektywne ekonomicznie, a postęp biotechnologii może dodatkowo przyspieszyć ukierunkowanie biogazowni rolniczych na przetwarzanie różnego rodzaju odpadów¹⁵.

Do produkcji biogazu rolniczego można wykorzystać m.in. odpady pochodzące z gorzelnii, mleczarni, browarów, zakładów przetwórczych owoców, cukrowni, ubojni itd. Charakterystyka substratów pochodzenia przetwórczego przedstawiona jest w tabeli.

Wśród wszystkich odpadów pochodzących z przemysłu rolno-spożywczego największym zainteresowaniem wytwórców biogazu rolniczego cieszą się produkty uboczne produkcji alkoholu. W 2020 roku wywar gorzelniany (ze zbóż, pszenicy czy kukurydzy) był najczęściej stosowanym substratem przez biogazownie rolnicze

¹⁵ *Biomasa, Biogaz w Polsce – raport 2020*, Wyd. Biomass Media, Poznań 2020.

Tabela 5. Charakterystyka odpadów przemysłu rolno-spożywczego jako substratów do produkcji biogazu rolniczego

Rodzaj	Zawartość s. m. (%)	Zawartość s. m. o. (%)	Uzysk biogazu z t s. m. o. (m ³)
Wywar gorzelniany	6–10	85–95	380–700
Wysłodziny browarniane	20–26	70–95	340–750
Odpady i resztki owoców	45	61	400
Obierki ziemniaczane	10–15	70–75	500–550
Wysłodki buraczane	22	95	580
Melasa	77–85	85–93	250–600
Wytłoki owocowe	20–45	90–95	380–660
Wytłoki jabłkowe	22	98	400–500
Gliceryna	50–85	90–92	1200–2200
Odpady z produkcji oleju	79–88	92–97	600–633
Serwatka	4–6	86–92	383–750
Pozostałości z produkcji serów	80	94	610
osady poflotacyjne z rzeźni	5–24	85	900–1200
Treści żołądkowe	12–15	75–86	250–550
Krew odpadowa	22	95	410
Mierzwa	11–19	75–90	200–450

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: W., Romaniuk, T. Domasiewicz, *Substraty dla biogazowni rolniczych*, Warszawa 2014, Wyd. Hortpress Sp. z o.o.

w naszym kraju. Wynika to m.in. z cech funkcjonalnych (niski poziom s. m. pozwala na stosowanie go jako substratu rozcieńczającego) oraz względnie dobrych parametrów uzysku biogazu¹⁶. Dodatkowo wywar gorzelniany cechuje się znacznym stopniem rozpuszczenia jego składników (efekt działalności drożdży), co ułatwia rozkład substancji organicznych przez bakterie.

Oprócz odpadów z produkcji spirytusu powszechnie wykorzystuje się też produkty uboczne działalności browarów – wysłodziny. Znaczącym źródłem surowców do produkcji biogazu jest również sektor przetwórstwa warzyw i owoców. Podczas produkcji artykułów takich jak soki, konfitury czy koncentraty zakłady przetwórcze wytwarzają znaczące ilości odpadów takich jak np. wytłoki, które z powodzeniem można stosować jako substrat do biogazowni rolniczej¹⁷. Z kolei w zakładach mleczarskich nawet 90% wykorzystywanego w produkcji mleka finalnie staje się odpadem w postaci serwatki, która cechuje się dobrymi właściwościami do pro-

¹⁶ M. Adamski, K. Pilarski, J. Dach, *Możliwości wykorzystania wywaru gorzelnianego jako substratu w biogazowni rolniczej*, „Journal of Research and Applications in Agricultural Engineering” 2009, 54(3), 10–15.

¹⁷ A. Myczko, R. Myczko, T. Kołodziejczyk, R. Golimowska, J. Lenarczyk, Z. Janas, A. Kliber, J. Karłowski, M. Dolska, *Budowa i eksploatacja biogazowni rolniczych. Poradnik dla inwestorów zainteresowanych budową biogazowni rolniczych*, Warszawa–Poznań 2011, Wydawnictwo ITP.

dukcji biogazu (duża zawartość laktozy, białka i tłuszczu)¹⁸. Duże ilości odpadów wytwarza się również w przetwórstwie buraków cukrowych. Z racji na wysoką zawartość suchej masy odpady produkcyjne, takie jak wysłodziny czy melasa, mogą być wykorzystywane jako substraty zagęszczające wsad do biogazowni. Problematycznymi, ale za to bardzo wydajnymi surowcami do produkcji biogazu są także odpady z przemysłu mięsnego, takie jak np. odpady po flotacyjnych. W zależności od kategorii odpadu (klasyfikacja Parlamentu Europejskiego) muszą one zostać poddane określonym procesom obróbki wstępnej, jak np. higienizacja w wysokiej temperaturze¹⁹.

Substraty organiczne z obiektów komunalnych i gospodarstw domowych

Przy zachowaniu określonych zasad wstępnej obróbki surowców w biogazowniach rolniczych mogą być wykorzystywane również substraty organiczne, takie jak np. przeterminowana żywność czy odpady sklepowe. Z racji na niski koszt pozyskania (lub jego brak) odpady żywnościowe są stosunkowo często stosowanym substratem w biogazowniach rolniczych w Polsce – w 2020 roku przetworzono na biogaz prawie 118 tys. ton przeterminowanej żywności. Szacunki dotyczące potencjalnego uzysku biogazu z tego typu surowców są dość zróżnicowane z racji na fakt, że każdy produkt pochodzenia spożywczego cechuje się odmiennym składem substancji organicznych.

Tabela 6. Charakterystyka odpadów organicznych z obiektów komunalnych i gospodarstw domowych jako substratów do produkcji biogazu rolniczego

Rodzaj	Zawartość s. m. (%)	Zawartość s. m. o. (%)	Uzysk biogazu z t s. m. o. (m3)
Przeterminowana żywność	9–37	80–98	20–600
Odpady domowe	5–20	80–90	200–600
Odpady sklepowe	15–20	80–90	400–600

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: Z. Ginalski, *Substraty dla biogazowni rolniczych*, Centrum Doradztwa Rolniczego, Radom 2011.

Odchody rolnicze

Odchody zwierzęce

Odchody zwierzęce są jednymi z najczęściej stosowanych surowców w biogazowniach rolniczych, ze względu na szereg korzyści wynikających z ich wykorzystywania. Substraty takie jak gnojowica czy obornik z racji na swój skład chemiczny są tzw. substratami inokulującymi, czyli posiadającymi zdolność do samoczynnej fermentacji. Przetwarzanie odchodów zwierzęcych na biogaz niesie ze sobą również zalety natury środowiskowej – utylizując je w biogazowni ogranicza się emisję

¹⁸ A. Curkowski, P. Mroczkowski, A. Oniszk-Popławska, G. Wiśniewski, *Biogaz rolniczy...*, op. cit.

¹⁹ O. Kujawski, *Przegląd technologii produkcji biogazu...*, op. cit.

gazów cieplarnianych, która miałyby miejsce w przypadku ich tradycyjnego zagospodarowania²⁰. Ponadto przefermentowana gnojowica cechuje się wyższą wartością nawozową w porównaniu do świeżej – jest lepiej przyswajalna dla roślin oraz posiada właściwości chwastobójcze²¹.

Tabela 7. Parametry odchodów zwierzęcych jako substratów do produkcji biogazu rolniczego

Rodzaj	Zawartość s. m. (%)	Zawartość s. m. o. (%)	Uzysk biogazu z t s. m. o. (m3)	C:N
Gnojowica świńska	6–8	80–90	300–700	3–10
Gnojowica bydłęca	8–11	70–90	200–500	6–20
Gnojowica cieląt	10–13	80–84	220–560	b. d.
Gnojowica owcza	12–16	80–85	180–320	b. d.
Obornik świń	20–25	70–80	270–450	9–19
Obornik kurzy	30–32	80–85	250–600	3–10
Obornik bydłęcy	20–25	80–90	200–400	11–30

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: W. Romaniuk, T. Domasiewicz, *Substraty dla biogazowni rolniczych*, „Agrotechnika. Poradnik Rolnika” 2014 (11); I. Wojnowska-Baryła, J. Gołaszewski, *Konwersja odpadów przemysłu rolno-spożywczego do biogazu: podejście systemowe*, Wydawnictwo Uniwersytetu Warmińsko-Mazurskiego, Olsztyn 2014.

Odchody rolnicze cechują się umiarkowanym poziomem uzysku biogazu, dlatego – aby podnieść wydajność fermentacji – bardzo często stosuje się je w ko-fermentacji z substratami o większej zawartości materii organicznej, np. gnojowicę uzupełnia się kiszonką z kukurydzy czy odpadami przemysłu rolno-spożywczego. Konieczność stosowania ko-fermentacji wynika też z faktu, iż odchody zwierzęce cechują się wąskim stosunkiem C:N – zmieszanie ich z substratami węglowymi zmniejsza zawartość azotu amonowego w pulpie.

Substraty z produkcji roślinnej

Do produkcji biogazu rolniczego powszechnie stosuje się również różnego rodzaju substraty pochodzenia roślinnego. Jednym z najczęściej wykorzystywanych w biogazowniach surowców jest kiszonka z kukurydzy. W porównaniu do innych zbóż kukurydza cechuje się relatywnie wysokim plonem suchej masy na hektar oraz większą biogazodochodowością (z tony s. m. o.). Powszechność jej stosowania może również wynikać z czynników technologicznych – dostawcy tradycyjnych, niemieckich technologii biogazowych rekomendują ko-fermentację kiszonki kukurydzy oraz gnojowicy jako podstawowy wariant substratowy²².

²⁰ E. Majewski, P. Sulewski, A. Wąs, *Potencjał i uwarunkowania produkcji biogazu rolniczego w Polsce*, Wydawnictwo SGGW, Warszawa 2016.

²¹ W. Romaniuk, T. Domasiewicz, *Substraty dla biogazowni rolniczych*, „Agrotechnika. Poradnik Rolnika” 2014, (11).

²² W. Gostomczyk, *Efektywność substratów wykorzystywanych do produkcji biogazu*, Politechnika Koszalińska (2012).

Tabela 8. Uzysk biogazu oraz stosunek C:N w zależności od zawartości s.m. kukurydzy

Zawartość s. m. (%)	Szacowany uzysk biogazu (m ³)	Stosunek C:N
15	655	30–35
20	636	
28	603	35–40
35	575	40–50
40	556	

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: W. Romaniuk, T. Domasiewicz, *Substraty dla biogazowni rolniczych*, „Agrotechnika. Poradnik Rolnika” 2014(11).

Efektywność wykorzystania kiszonki na cele energetyczne determinowana jest m.in. przez termin zbioru wykorzystanej odmiany. Najlepszym wyborem pod tym względem wydaje się być kukurydza odmian wczesnych, która charakteryzuje się wyższą zawartością suchej masy substratu oraz włókna surowego, którego fermentacja nie stwarza znaczących problemów²³. Z kolei późne odmiany kukurydzy, mimo większych zbiorów s. m. z hektara, zawierają średnio mniej suchej masy w ujęciu jednostkowym oraz cechują się mniej korzystnym składem chemicznym – rośliny o dłuższym czasie wegetacji zawierają więcej trudno fermentowalnych związków lignino-celulozowych. Procesy lignifikacji prowadzą również do nadmiernego wzrostu stosunku węgla do azotu (C:N), co powoduje że wydajność fermentacji ulega zmniejszeniu.

Oprócz kiszonki kukurydzy do produkcji biogazu mogą być wykorzystane rośliny uprawne takie jak zboża (najczęściej w formie kiszonki), rośliny okopowe czy trawy. Charakterystykę wymienionych roślin pod względem przydatności do produkcji biogazu przedstawia Tabela 9.

Do produkcji biogazu mogą być wykorzystywane wszystkie gatunki zbóż w dowolnej formie (kiszonka, ziarno, całe rośliny). Jednym z najczęściej wykorzystywanych substratów zbożowych w biogazowniach rolniczych jest żyto (najczęściej mieszańcowe, w formie kiszonki z całych roślin), co wynika z czynników takich jak względnie niskie koszty jego uprawy czy wysoki stopień odporności na suszę. Uprawy żyta na cele energetyczne najczęściej spotyka się w rejonach o słabych warunkach glebowych, na których nie ma możliwości efektywnej produkcji kukurydzy²⁴.

Kolejną grupę substratów pochodzenia roślinnego stosowaną w biogazowniach rolniczych stanowią trawy. Podobnie jak w przypadku innych gatunków roślin potencjał energetyczny traw waha się w zależności od ich odmiany²⁵. Determinuje to

²³ W. Romaniuk, T. Domasiewicz, *Substraty dla biogazowni rolniczych...*, op. cit.

²⁴ T. Piechota, Z. Sawińska, M. Kowalski, L. Majchrzak, S. Świtek, A. Dopierała, *Plonowanie i zdrowotność wybranych odmian żyta ozimego uprawianego z przeznaczeniem na biogaz*, „Fragmenta Agronomica” 2017, 31(1), 74–82.

²⁵ D. Martyniak, G. Żurek, *Optymalizacja pozyskiwania biomasy traw oraz innych gatunków wieloletnich z upraw na glebach o niskiej wartości rolniczej do produkcji biogazu*, Instytut Hodowli i Aklimatyzacji Roślin – Państwowy Instytut Badawczy, Pracownia Traw Pozapaszowych i Roślin Energetycznych (2014).

Tabela 9. Charakterystyka produktów roślinnych jako substratów do produkcji biogazu rolniczego

Rodzaj	Zawartość s. m. (%)	Zawartość s. m. o. (%)	Uzysk biogazu z t s. m. o. (m ³)
Zboża ogółem (ziarno)	86	98	700
Żyto (GPS)*	29	93	664
Pszenica (ziarno)	87	98	764
Pszenica (GPS)	35	94	520
Burak cukrowy	20	96	775
Ziemniaki	20	92	728
Trawa	11–22	32–93	335–930
Trawa (kiszonka)	20–50	60–95	210–700

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: W. Romaniuk, T. Domasiewicz, *Substraty dla biogazowni rolniczych*, „Agrotechnika. Poradnik Rolnika” 2014, (11); Instytut Energii Odnawialnej 2011. Przewodnik dla inwestorów zainteresowanych budową biogazowni rolniczych. – <http://www.mg.gov.pl/files/upload/13229/poranik%20biogazowy.pdf>

* – Kiszonka z całych roślin.

m.in. zawartość trudno hydrolizujących związków lignino-celulozowych oraz odporność na stresy termiczne (susze czy mrozy). Odmianą najczęściej uprawianą do celów energetycznych w Polsce jest życica wielokwiatowa.

Do celów produkcji biogazu z powodzeniem można wykorzystać także rośliny okopowe takie jak buraki cukrowe czy ziemniaki w dowolnej formie – możliwe jest zastosowanie zarówno części naziemnej, jak i podziemnej. Największym potencjałem energetycznym wśród tej grupy roślin cechują się buraki cukrowe. Ich przydatność uwarunkowana jest w dużej mierze wysokim poziomem plonowania oraz składem chemicznym – buraki cukrowe w 94% składają się z węglowodanów, które relatywnie łatwo ulegają procesom fermentacji.

Przyjmuje się, że całkowity rozkład buraka cukrowego zajmuje ok. 15 dni, co w porównaniu do pozostałych substratów roślinnych stanowi bardzo dobry wynik. Dodatkowym atutem stosowania buraków cukrowych jako surowca do produkcji biogazu są również ich właściwości buforujące, co wpływa korzystnie na zachowanie stabilności mikrobiologicznej w komorze fermentacyjnej²⁶.

Odpady z produkcji rolnej

Wykorzystywanie roślin uprawnych jako surowca do produkcji biogazu jest często krytykowane z racji na stwarzanie konkurencji względem rynku żywności, co w efekcie może prowadzić do wzrostu cen artykułów żywnościowych. Przeznaczanie znaczących ilości gruntów rolnych na uprawy energetyczne może też skutkować powstawaniem wieloletnich monokultur, co wpływa niekorzystnie na jakość

²⁶ W. Romaniuk, T. Domasiewicz, *Substraty dla biogazowni rolniczych*, op. cit.

gleb²⁷. Alternatywnym, niebudzącym wątpliwości ekspertów źródłem biomasy roślinnej dla biogazowni mogą być odpady z produkcji rolnej. Parametry biogazowe wybranych odpadów pochodzenia rolniczego przedstawione zostały w tabeli.

Tabela 10. Charakterystyka odpadów z produkcji rolnej jako substratów do produkcji biogazu rolniczego

Rodzaj	Zawartość s. m. (%)	Zawartość s. m. o. (%)	Uzysk biogazu z t s. m. o. (m3)
Słoma (średnio)	85–92	85–90	220–388
Słoma jęczmienna	86	93,7	427
Słoma pszenna	90	92	280
Ziemniaki – liście	22–26	70–80	456–588
Buraki – liście	18–22	73–80	550–700
Plewy	86–89	90–93	500–656

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: W. Romaniuk, T. Domasiewicz, *Substraty dla biogazowni rolniczych*, „Agrotechnika. Poradnik Rolnika” 2014 (11); A. Curkowski, *Podstawowe informacje na temat technologii wytwarzania biogazu rolniczego*, Instytut Energetyki Odnawialnej. (2014).

Surowcami o bardzo dużym i wciąż niewykorzystanym potencjale energetycznym są słoma i siano. Niewielki poziom wykorzystania tych odpadów wynika przede wszystkim z trudności prowadzenia wydajnej fermentacji związków lignino-celulozowych. Należy jednak oczekiwać, że dzięki rozwojowi technologii biogazowych (np. wykorzystanie obróbki wstępnej biomasy roślinnej w postaci mikronizacji czy kawitacji) możliwości szerszego wykorzystania odpadów produkcji rolnej znacznie wzrosną²⁸.

2.2.4. Nowe perspektywy w zakresie technologii

W niedalekiej przyszłości można spodziewać upowszechnienia na rynku rozwiązań technologicznych w zakresie magazynowania biogazu, co pozwoli na wykorzystania go w okresie kiedy zapotrzebowanie na energię jest największe. Na korzyści z przyjęcia **modelu szczytowej pracy biogazowni** uwagę zwraca również Dach, który dodaje, że instalacje biogazowe mogą odgrywać kluczową rolę w projektowaniu klastrów energetycznych²⁹.

Szansą rozwoju rynku biogazu rolniczego może być też upowszechnienie innowacyjnych krajowych technologii biogazowych cechujących się m. in. wyższym poziomem efektywności fermentacji czy elastycznością w zakresie doboru substratów – w tym kontekście często przywoływane są polskie technologie Dynamic

²⁷ T. Sekutowski, H. Rola, *Wpływ monokultury i systemu uprawy roli oraz ochrony herbicydowej na agrofitycenozę kukurydzy*, „Fragmenta Agronomica” 2010, 27(1).

²⁸ Magazyn Biomasa, *Raport Biogaz w Polsce 2020*, Biomass Media Group, Warszawa 2021.

²⁹ Ibidem.

Biogas i ProBioGas (m.in. D. Janczak i J. Mazurkiewicz³⁰; P. Pochwatka i J. Pulka 2020³¹).

W kontekście roli biogazowni rolniczych w gospodarce warto wspomnieć o **koncepcji biorafinerii rolniczych**, w założeniach której biogazownie rolnicze mogą stanowić pierwsze ogniwo procesu biorafinacji biomasy – dotychczas rozpoznane zostały np. możliwość produkcji na bazie pofermentu nawozów organiczno-mi-
neralnych³².

³⁰ D. Janczak, J. Mazurkiewicz, *Biogazownia nowej generacji w Przybrodzie*, „Nowa Energia” nr 5/6, s. 69–71.

³¹ P. Pochwatka, J. Pulka, *Biogaz rolniczy – nowe otwarcie*, „Trzoda Chlewna” 2020, 9, s. 72–74.

³² A. Wąs, P. Sulewski, M. Szymańska, *Biorafinerie rolnicze jako element trwałej biogospodarki*, Wydawnictwo SGGW, Warszawa 2019.

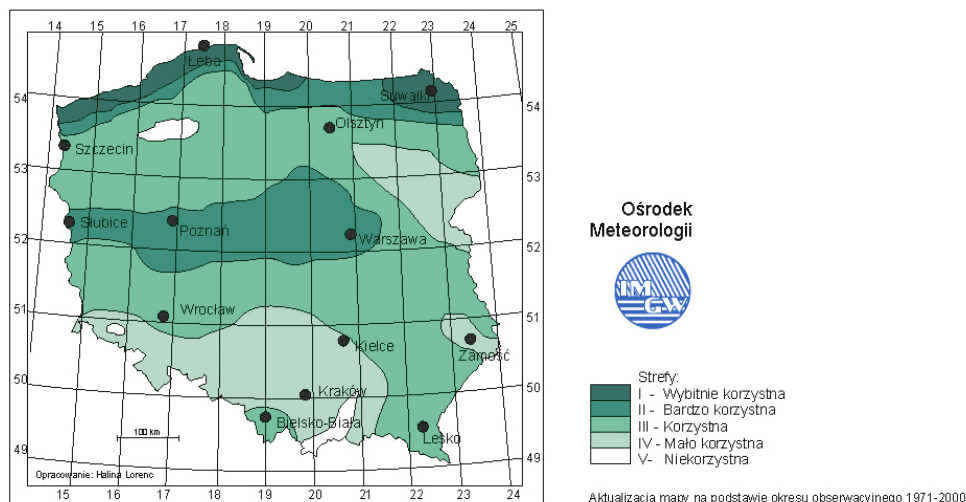
2.3. Energia wiatru

Energia wiatrowa należy do źródeł odnawialnych oraz nieemisyjnych, czyli takich, które w procesie produkcji przekształcania energii mechanicznej na elektryczną nie uwalniają do atmosfery żadnych zanieczyszczeń. Wiatr, jako jeden z zasobów OZE, powstaje w efekcie przemieszczania się mas powietrza z obszarów o wyższym ciśnieniu do obszarów o ciśnieniu niższym.

2.3.1. Potencjał w Polsce

Potencjał produkcji energii elektrycznej z energii wiatrowej zależy od warunków środowiskowych, które są odmienne w zależności od regionu Polski. Wciąż jednak, pomimo dużych możliwości i zasobów energii wiatrowej w Polsce, większość z nich pozostaje niewykorzystana.

Rysunek 1. Strefy energetyczne wiatru w Polsce – Mezoskala



Źródło: www.imgw.pl

Pod względem potencjału produkcji energii z wiatru najkorzystniejszymi warunkami charakteryzują się takie regiony Polski jak:

- środkowe, najbardziej wysunięte na północ części wybrzeża od Koszalina po Hel,
- rejon wyspy Wolin,
- Suwalszczyzna,
- środkowa Wielkopolska i Mazowsze,
- Beskid Śląski i Żywiecki,
- Bieszczady i Pogórze Dynowskie.

Większość istniejących instalacji wiatrowych zlokalizowana jest na wybrzeżu Morza Bałtyckiego, jednak nadal znaczna część powierzchni Polski o bardzo korzystnych warunkach wiatrowych pozostaje niezagospodarowana do produkcji energii.

2.3.2. Przepisy prawne

Podstawowym aktem prawnym regulującym rozwój energetyki wiatrowej na lądzie w Polsce jest ustawa o odnawialnych źródłach energii (OZE) z 20 lutego 2015 roku. W odniesieniu do lądowej energetyki wiatrowej ustawa ta reguluje m.in.:

- zasady i warunki wykonywania działalności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej przez turbiny wiatrowe,
- zasady wydawania gwarancji pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej przez turbiny wiatrowe, a więc dokumentów, które poświadczają odbiorcy końcowemu wartości środowiskowe wynikające z uniknięcia emisji gazów cieplarnianych,
- mechanizmy i instrumenty wspierające wytwarzanie energii elektrycznej w turbinach wiatrowych,
- kary pieniężne, jakie regulator rynku (Prezes URE) może nałożyć na wytwórców energii.

Warto również wspomnieć o ustawie z 20 maja 2016 roku o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, która określa warunki, tryb lokalizacji i budowy elektrowni wiatrowych. Przedmiotowa ustawa zahamowała rozwój energetyki wiatrowej na lądzie poprzez wprowadzenie reguły 10H, która zakazuje budowania elektrowni wiatrowych w odległości mniejszej niż 10-krotność całkowitej wysokości elektrowni wiatrowych liczonej od budynków mieszkalnych, budynków o funkcji mieszanej, w skład której wchodzi funkcja mieszkaniowa, a także od form ochrony przyrody i leśnych kompleksów promocyjnych.

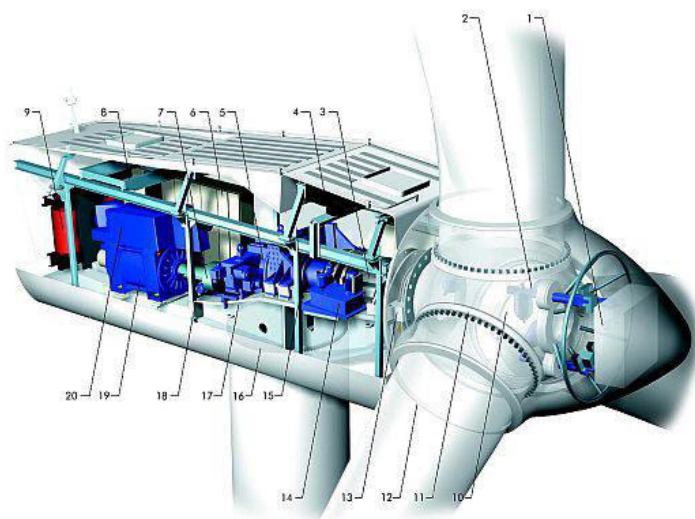
2.3.3. Elektrownie przydomowe

W przypadku montażu turbiny wiatrowej bezpośrednio do konstrukcji nośnej budynku nie trzeba zabiegać o dodatkowe zezwolenia. Podobnie jest, jeżeli chodzi o sam proces produkowania energii elektrycznej – wytwarzając ją na własny użytek nie trzeba spełniać osobnych wymogów prawnych. W przypadku, gdy planowane

jest postawienie masztu elektrowni wiatrowej na oddzielnym fundamencie, należy sprawdzić, czy nie wystaje on trzy metry ponad dach naszego domu. Jeżeli wysokość konstrukcji przekroczy ten poziom, elektrownia wiatrowa traktowana jest wtedy jako obiekt budowlany. W takiej sytuacji należy uzyskać stosowane pozwolenia na jej budowę oraz użytkowanie. Warto dodać, iż przydomowe wiatraki nie podlegają pod regulę 10H, która zahamowała rozwój dużych elektrowni wiatrowych w Polsce. Odnosi się ona jedynie do instalacji o mocy większej niż 50 kW.

Budowa

Rysunek 8.. Budowa elektrowni wiatrowej (model V80-2.0MW firmy Vestas)



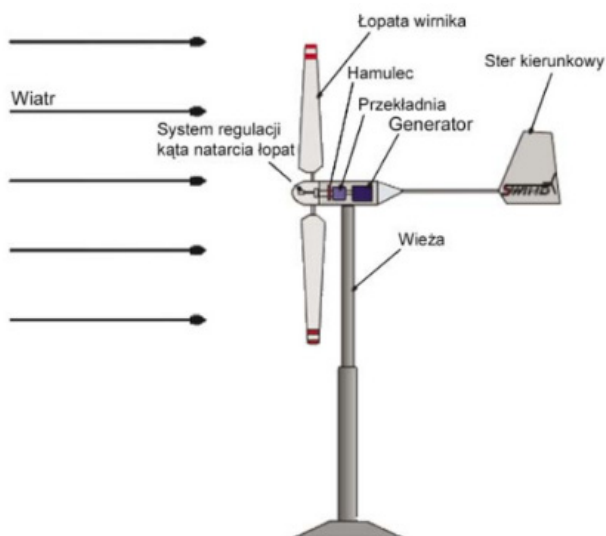
1) kontroler, 2) mechanizm ustawiania łopat, 3) główny wał, 4) chłodnica oleju, 5) przekładnia, 6) wieloprocessorowy układ sterowania, 7) hamulec postojowy, 8) dźwign dla obsługi, 9) transformator, 10) piasta łopaty 11) łożysko łopaty, 12) łopata 13) układ hamowania wirnika, 14) układ hydrauliczny, 15) tarcza układu hamowania wirnika, 16) pierścień układu kierunkowania, 17) fundament, 18) koła zębate układu kierunkowania, 19) generator, 20) chłodnica generatora powłok przymocowanych do belki nośnej.

Źródło: K. Nalepa, W. Miąskowski, P. Pietkiewicz, J. Piechocki, P. Bogacz, *Poradnik małej energetyki wiatrowej*, Warmińsko-Mazurska Agencja Energetyczna, Olsztyn 2011.

Zasada działania

Energia produkowana przez turbinę wiatrową powstaje na skutek przekształcenia energii mechanicznej wirnika, powstałej poprzez wprowadzenie w ruch łopat turbiny przez wiatr (energia kinetyczna wiatru), na energię elektryczną. Wytworzona energia zostaje następnie przeniesiona poprzez wał i ewentualnie przekładnię do generatora, gdzie energia mechaniczna zostaje zamieniona w elektryczną.

Rysunek 9. Zasada działania turbiny wiatrowej (o poziomej osi wirnika)



Źródło: <http://www.swind.pl>

Zalety

Jedną z istotnych zalet, dla której warto rozważyć inwestycje w energetykę wiatrową, jest wpływ na obniżenie ceny energii elektrycznej. Produkcja energii z wiatru nie wiąże się z koniecznością zakupu surowców kopalnych, których cena jest zagrożona wahaniami zależnymi od sytuacji geopolitycznej oraz klimatycznej na świecie, tak jak obserwuje się to w przypadku gazu ziemnego. Dzięki temu możliwe jest również zaoszczędzenie kosztów związanych z transportem surowca, a tym samym nie ma ograniczeń spowodowanych przymusem budowy elektrowni w pobliżu miejsca wydobycia paliwa, jak jest to w przypadku węgla kamiennego oraz brunatnego.

Bezemisyjność elektrowni wiatrowych istotnie wpływa na poprawę jakości powietrza i stanowi dużą konkurencję dla elektrowni konwencjonalnych, które emitując do atmosfery ogromne ilości zanieczyszczeń mają znacznie negatywny wpływ na zdrowie ludzi.

Ograniczenia

Zasadnicze ograniczenia elektrowni wiatrowych związane są przede wszystkim z wyżej opisanymi zróżnicowanymi możliwościami środowiskowymi, tj. podziałem Polski na regiony o różnym stopniu korzystności pod względem produkcji wiatru. A zatem jednym z ograniczeń jest ukształtowanie terenu. Kolejnym z ograniczeń są zagrożenia wynikające z uszkodzeń powodowanych przez oblodzenie konstrukcji turbiny oraz łopat wirnika. Następuje to podczas pracy wiatraka w warunkach niskiej

temperatury powietrza. Oblodzenie, które nie zostanie wykryte i usunięte w odpowiednim czasie może powodować wiele negatywnych konsekwencji, w tym:

- straty mocy nawet do 50%,
- nadprodukcja mocy do 16%,
- błędy wskazań przyrządów mierzących prędkość wiatru,
- obniżenie produkcji energii elektrycznej w miesiącach zimowych nawet o 20% do 50%,
- zwiększenie masy łopat,
- przyspieszone zużywanie się elementów wirujących,
- częstsze awarie (elementów elektrycznych i mechanicznych),
- odrywanie się brył lodu od wirujących łopat,
- zwiększenie poziomu hałasu,
- zmniejszenie bezpieczeństwa pracy,
- wzrost kosztów eksploatacji.

W Polsce znaczne ograniczenie stanowi również wprowadzona w 2016 roku tzw. ustawa 10H zakładająca, że lokalizacja siłowni wiatrowej musi uwzględniać odległość wiatraka od zabudowy mieszkaniowej stanowiącą 10-krotność wysokości piasty. Ustawa ta, biorąc pod uwagę rozproszony typ zabudowy mieszkaniowej w Polsce, znacznie ogranicza możliwości zagospodarowania korzystnych terenów w Polsce pod względem potencjału wykorzystania zasobów wiatru. Obecnie trwają prace nad aktualizacją ustawy, mające umożliwić większe wykorzystanie terenów o korzystnych warunkach dla produkcji energii przez elektrownie wiatrowe.

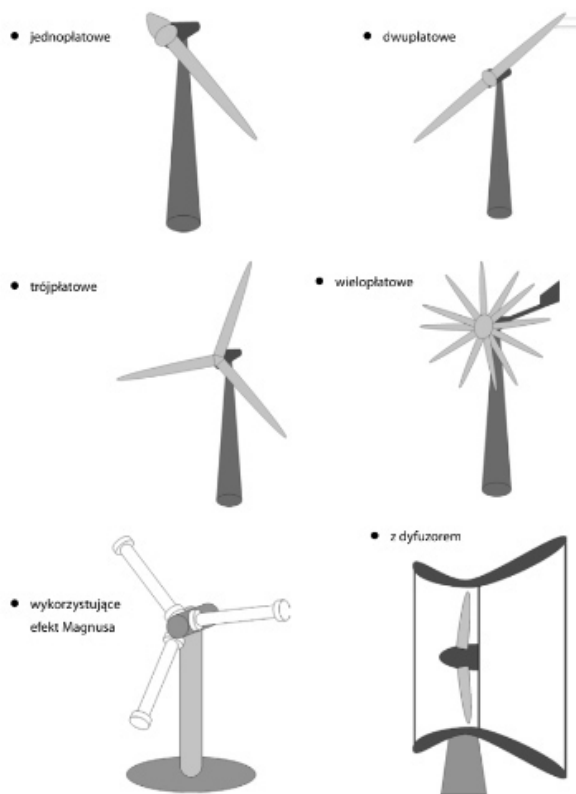
Bardzo poważnym ograniczeniem dla energetyki wiatrowej w Polsce stanowi również stan i parametry sieci energetycznych przeznaczonych do przesyłu wyprodukowanej energii elektrycznej.

2.3.4. Dostępne technologie

Obecnie istnieją dwa rodzaje siłowni wiatrowych – o pionowej oraz poziomej osi obrotu. Najpopularniejsze, bo stanowią ponad 95% wszystkich instalacji, są wiatraki o poziomej osi obrotu, tzw. HAWT (*Horizontal Axis Wind Turbines*). Spośród nich, ponad 90% to trzyłopatowe siłownie wiatrowe, niemniej warto zaznaczyć, że rozwiązań jest więcej. Możliwe jest m.in. zastosowanie instalacji o jednej, dwu, lub wielu łopatach.

Na rynku stale pojawiają się coraz to nowsze i zaawansowane projekty z zakresu energetyki wiatrowej, w tym między innymi koncepcja „pływającej ściany energii” – pływającej platformy wyposażonej w kilkadziesiąt mniejszych wiatraków, przenośne, „podręczne” turbiny wiatrowe czy ściennie turbiny wiatrowe. Obecnie jednak są to projekty prototypowe, nieprodukowane na skalę przemysłową. Istotnie należy zauważyć, że najpopularniejsze firmy zajmujące się produkcją turbin wiatrowych – Vestas oraz Siemens Gamesa nieustannie prześcigają się w coraz bardziej

Rysunek 10. Rodzaje turbin z poziomą osią obrotu



Źródło: K. Nalepa, W. Miąskowski, P. Pietkiewicz, J. Piechocki, P. Bogacz, *Poradnik małej energetyki wiatrowej*, Warmińsko-Mazurska Agencja Energetyczna, Olsztyn 2011.

zaawansowanych rozwiązaniach, dzięki którym pojedyncza turbina jest w stanie produkować więcej energii jeszcze efektywniej. Rozwiązania te związane są z opracowaniem technologii pozwalających na budowanie wiatraków o większej wysokości piast oraz dłuższych łopatach wirnika. Dzięki tym unowocześnieniom turbina, pracując na wyższej wysokości, generuje więcej energii, gdyż jest pod wpływem wiatru o większej prędkości oraz pracuje na większym obszarze, który obejmują łopaty wirnika.

Przy okazji technologii dostępnych na rynku, warto omówić również pojęcie **repoweringu**, które jest niczym innym, jak wymianą starych urządzeń (turbin wiatrowych) na nowe. Wraz z postępem nauki na rynku, w procesie repoweringu stare i nieefektywne turbiny wiatrowe zastępowane są nowymi, o większych mocach znamionowych oraz większej sprawności. Nowe modele cechują się również niższymi

kosztami eksploatacji oraz stanowią jeszcze większą konkurencję dla konwencjonalnych elektrowni pod względem przyłączania do sieci elektroenergetycznej. Ponadto nowe turbiny często wyposażone są w przekształtniki energoelektroniczne oraz zasobniki energii, umożliwiające znacznie lepiej przystosować elektrownie wiatrowe w przypadku awarii sieci do reagowania w sposób typowy dla elektrowni konwencjonalnych. W ten sposób możliwe jest minimalizowanie problemu zbyt szybkiego odłączenia od sieci sytuacji wahaniami się wartości napięcia sieci, co ma miejsce w przypadku turbin o generatorach sztywno przyłączonych do sieci elektroenergetycznej.

2.4. Hydroenergetyka

2.4.1. Energetyka wodna w Polsce

Większość energii elektrycznej produkowanej przez elektrownie wodne w Polsce pochodzi z dużych elektrowni wodnych, których moc zainstalowana przekracza 10 MW. Największą elektrownią tego typu w Polsce jest uruchomiona w 1983 roku elektrownia szczytowo-pompowa w Żarnowcu o mocy zainstalowanej 716 MW. Jednak na szczególną uwagę zasługują małe elektrownie wodne (MEW). Ich liczba ciągle wzrasta, ponieważ dużo łatwiejsze do spełnienia przy ich budowie są wymagania lokalizacyjne, a proces budowy jest stosunkowo krótki. Małe elektrownie wodne, jako obiekty należące do technologii odnawialnych źródeł energii, są aktualnie głównym kierunkiem rozwoju polskiej hydroenergetyki. Dlatego też głównie o nich będzie dalsza część artykułu.

Według raportu Urzędu Regulacji Energetyki z 2021 roku najwięcej energii z małych instalacji OZE wyprodukowały małe elektrownie wodne – ponad 180 GWh, co daje wzrost o ponad 34 GWh w stosunku do poprzedniego roku. Pomimo wyraźnego wzrostu MEW stanowi tylko 34% energii elektrycznej wyprodukowanej przez małe instalacje OZE (w 2020 r. było to 43%).

2.4.2. Podział elektrowni wodnych

Podział elektrowni wodnych ze względu na moc nie jest do końca jednoznaczny. Jednak najczęściej stosowany to:

- duże – o mocy powyżej 10 MW,
- małe (MEW) – o mocy w przedziale 1 MW–10 MW,
- minielektrownie wodne o mocy do 1 MW,
- mikroelektrownie wodne o mocy poniżej 200 kW.

W krajach UE brakuje porozumienia dotyczącego definicji MEW. W niektórych krajach, takich jak Portugalia, Hiszpania, Irlandia, a ostatnio Grecja i Belgia, za górną granicę uznano 10 MW. We Włoszech za granicę tę przyjęto 3 MW, w Szwecji – 1,5 MW, a w Polsce – 5 MW.

Wśród małych elektrowni wodnych wyróżnia się często mini-, mikro- i piko-elektrownie wodne. Również w tym przypadku podział na poszczególne kategorie nie jest jednoznaczny.

Poniżej podano przykłady takiej klasyfikacji:

- minielektrownie wodne – do 2 MW (1 MW),
- mikroelektrownie wodne – do 500 kW (100 kW),
- pikoelektrownie wodne – do 20 kW (5 kW).

Zadaniem elektrowni wodnej jest przemiana energii potencjalnej wody związanej z różnicą poziomów jej zwierciadła na ujęciu i na odpływie (spad brutto) w energię elektryczną. Z reguły elektrownie wodne klasyfikuje się w zależności od spadu jako:

- elektrownie wysokospadowe – spad 100 m i więcej,
- elektrownie średnispadowe – spad $30 \div 100$ m,
- elektrownie niskospadowe – spad $2 \div 30$ m.

Podane zakresy nie są sztywne – służą jedynie kategoryzacji obiektów hydro-energetycznych.

Dodatkowo można wyróżnić podział elektrowni ze względu na ich możliwości współpracy z systemem elektroenergetycznym.

- elektrownie przepływowe,
- elektrownie na zbiornikach o okresowym regulowaniu przepływu,
- elektrownie w kaskadzie zwartej,
- elektrownie pompowe i elektrownie z członem pompowym.

Elektrownie przepływowe

Stosowane są na rzekach nizinnych o małym spadku, na których nie można zastosować zbiornika piętrzącego. Maksymalna różnica poziomów dla turbin nie przekracza w tym wypadku kilkunastu metrów. Elektrownie przepływowe mogą być budowane jako pojedyncze obiekty obejmujące pewien odcinek rzeki lub jako szereg elektrowni wykorzystujących całą lub część rzeki. W tego typu elektrowniach nie ma możliwości regulacji mocy. Ich wydajność i sprawność działania są zależne od stanu wód, wielkości opadów deszczu, tym samym są zmienne w ciągu roku. Elektrownia przepływowa może pracować bez przerwy. Ilość wyprodukowanej przez nią energii zależy od ilości wody przepływającej w danym momencie w rzece i jest ograniczona tzw. przelikiem elektrowni, czyli maksymalną dopuszczalną ilością wody w m^3/s przepływającej przez turbiny. Przy przepływach większych od przeliku zainstalowanego nadmiar wody zostaje skierowany przez upusty jałowe.

Elektrownie na zbiornikach o okresowym regulowaniu przepływu

Elektrownie na zbiornikach o okresowym regulowaniu przepływu posiadają zaporę przegradzającą rzekę w celu utworzenia zbiornika wodnego. Dzięki zbiornikowi wodnemu, elektrownia regulacyjna może produkować energię o większej

mocy niż moc odpowiadająca chwilowemu dopływowi. Może również reagować na zmieniające się zapotrzebowanie na energię i dostosowywać się do sezonowych wahań ilości przepływającej wody. Ten typ elektrowni wodnych ma największe zastosowanie w przypadku dużych mocy. Elektrownie zbiornikowe z małym zbiornikiem pozwalają na regulację krótkoterminową (w godzinach szczytu). Natomiast te z dużym zbiornikiem wodnym umożliwiają regulację w cyklu dobowym i tygodniowym.

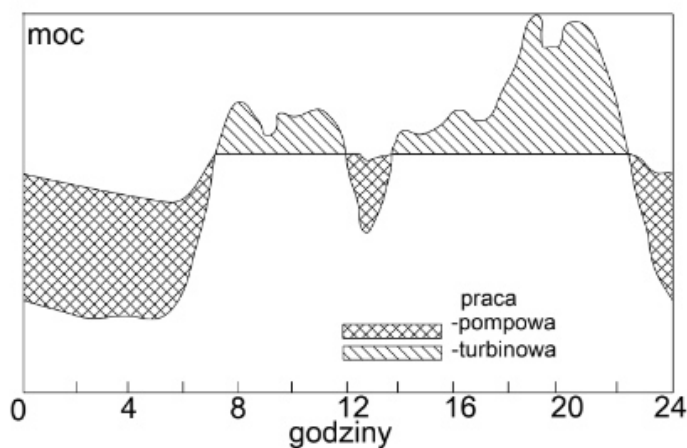
Elektrownie w kaskadzie zwartej

Szereg elektrowni przyjazowych lub przyzaporowych, umiejscowionych w taki sposób na rzece, że cofka elektrowni niżej położonej stanowi wodę dolną elektrowni leżącej wyżej, nazywamy kaskadą zwartą. Pierwsza elektrownia kaskady jest elektrownią regulacyjną, dyktującą sposób pracy elektrowniom pośrednim, pracującymi przewalowo. Ostatnia elektrownia jest elektrownią wyrównawczą, ze zbiornikiem umożliwiającym pracę z natężeniem przepływu zbliżonym do aktualnego dopływu do rzeki.

Elektrownie pompowe i z członem pompowym

Elektrownie pompowe spełniają rolę akumulatorów energii. W godzinach małego obciążenia systemu elektroenergetycznego pobierają energię z sieci na pompowanie wody z dolnego do górnego zbiornika, a w godzinach obciążeń szczytowych wykorzystują nagromadzoną energię wody do produkcji energii elektrycznej. Pełnią one funkcje regulacyjne w systemie elektroenergetycznym.

Rysunek 11. Obciążenia systemu elektroenergetycznego – wykorzystanie energii

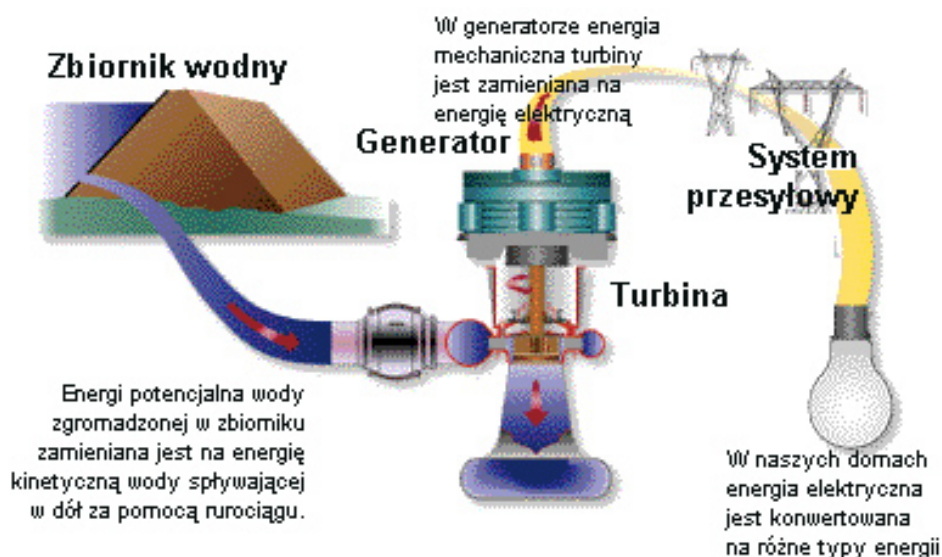


Źródło: *Jak zbudować małą elektrownie wodną? Przewodnik inwestor*, Europejskie Stowarzyszenie Małej Energetyki Wodnej, ESHA 2010.

2.4.3. Zasada działania

Zasada działania elektrowni wodnych polega na przekształceniu kolejno energii potencjalnej na energię kinetyczną wody podczas jej spływania w dół konstrukcji. Strumień wody uruchamiając turbinę powoduje zamianę energii z kinetycznej na mechaniczną. Następnie energia ta zostaje przekształcona w generatorze w energię elektryczną, która zostaje wysłana do systemu przesyłowego, a tam odpowiednio jest rozdzielana do odbiorców.

Rysunek 12. Zasada działania elektrowni wodnej



Źródło: powietrze.malopolska.pl

Turbiny wodne

Turbiny wodne możemy podzielić na:

- akcyjne,
- reakcyjne.

Wśród modeli turbin wyróżniamy trzy najpopularniejsze:

- Kaplana,
- Peltona,
- Francisa.

Turbiny akcyjne

Do turbin akcyjnych zaliczamy turbiny Peltona, turbinę Turgo oraz krzyżową. Modele typu akcyjnego stosowane są przy dużych spadkach, gdzie wykorzystuje się energię kinetyczną strumienia wody o dużej prędkości.

Turbiny reakcyjne

Do Turbin reakcyjnych zaliczamy turbiny Francisa z kierownicą stałą oraz turbinę Kaplana. Turbiny reakcyjne przeznaczone są dla warunków małych i średnich spadków. W tym przypadku elektrownia wodna do wytwarzania energii wykorzystuje ciśnienie wody oraz energię kinetyczną. Turbiny reakcyjne charakteryzują się bardziej skomplikowaną budową niż akcyjne, co wynika z faktu, że pracują one pod znacznie wyższym ciśnieniem niż modele akcyjne.

Turbiny reakcyjne możemy podzielić ze względu na liczbę wirników:

- jednowirnikowe,
- wielowirnikowe.

Ze względu na sposób przepływu wody przez wirnik:

- promieniowe,
- promieniowo-osiowe,
- osiowe.

Możemy je również podzielić ze względu na szybkobieżność:

- wolnobieżne,
- średnobieżne,
- szybkobieżne.

2.4.4. Rozwój energetyki wodnej zgodnie z Polityką energetyczną Polski do 2040 r.¹

W zakresie energetyki wodnej założenia uwzględniają wykorzystanie potencjału hydroenergii poprzez umiejętne gospodarowanie zasobami wodnymi, zwiększenie roli retencji wody, a także rozwój śródlądowych dróg wodnych oraz rewitalizację piętrzeń wodnych. Polityka energetyczna Polski do 2040 r. uwzględnia również zwiększenie liczby progów wodnych, które są kluczowe w procesie regulacji cieków. Powyższe działania mają się przyczynić do rozwoju energetyki wodnej na terenie Polski. Zgodnie z zaleceniami należy poszukiwać nowych metod wykorzystania energii wody, w tym również w małej skali.

Zalety energetyki wodnej

Do jednej z podstawowych zalet elektrowni wodnych należy fakt braku emisji podczas produkcji energii. Podczas przekształcania energii wody w energię elektryczną nie dochodzi do żadnego procesu spalania, w związku z czym do atmosfery nie oddawane są żadne szkodliwe związki.

W obliczu obecnych postępujących zmian klimatycznych niewątpliwie ogromną zaletą jest to, że elektrownie wodne mogą pełnić funkcję zbiorników retencyjnych. Dzięki temu w sytuacjach wzrostu poziomu wód rzek, jesteśmy w stanie

¹ Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 2 marca 2021 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r. Monitor Polski 2021 r. poz. 264.

zabezpieczyć okoliczne tereny i tym samym zapobiegać i ograniczać ryzyko powodzi.

Elektrownie wodne są dużą konkurencją dla elektrowni konwencjonalnych, co wynika z wyższej sprawności, którą charakteryzują się siłownie wiatrowe, dzięki czemu produkują one energię elektryczną w znacznie bardziej efektywny sposób.

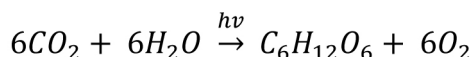
Kolejną przewagą nad elektrowniami konwencjonalnymi stanowi paliwo, które w przypadku elektrowni wodnych jest odnawialne, co pozwala na kilkukrotne obniżenie kosztów wytwarzania energii elektrycznej, ze względu na brak konieczności zakupu surowców, których cena zagrożona jest wahaniami związanymi z sytuacją polityczną i klimatyczną na świecie.

Ograniczenia

Elektrownie wodne, poza swoimi niewątpliwymi zaletami, obciążone są również pewnymi ograniczeniami. Jednym z nich są warunki terenowe związane z odpowiednio dużymi spadkami wysokości, których jednak w Polsce jest stosunkowo niewiele, 80% obszaru kraju obejmuje Wisła wraz z dopływami. Potencjał energetyki wodnej w Polsce szacuje się na około 12 TWh. Dodatkowym ograniczeniem mogą być koszty, gdyż potrzebny jest stosunkowo większy nakład inwestycyjny, związany m.in. z kosztem zakupu materiałów na budowę, niż w przypadku tradycyjnych źródeł energii.

2.5. Biomasa stała

Biomasa to ulegające biodegradacji produkty lub części produktów, odpady czy pozostałości pochodzenia biologicznego. Inaczej, to cała istniejąca na ziemi materia organiczna, pochodzenia zwierzęcego, jak i roślinnego, która ulega biodegradacji, czyli podlega biochemicznemu procesowi rozkładu związków organicznych na związki nieorganiczne. Biomasa pochodzi głównie z rolnictwa (agro), ale także z leśnictwa oraz innych gałęzi przemysłu, np. rybołówstwo. Podczas **procesu powstawania biomasy** wykorzystywane są **energia słońca i zjawisko fotosyntezy**. Tworzenie biomasy roślinnej poprzez fotosyntezę, można zapisać następująco¹:



W trakcie powyższej reakcji **woda rozkłada się pod wpływem promieniowania słonecznego**. Właściwości promieni słonecznych, powietrza i gleby pozwalają na samoistną produkcję biomasy². Poprzez proces fotosyntezy energia słoneczna jest gromadzona w biomasie. Można tak zgromadzoną energię z biomasy odzyskać, ale trzeba określić jej właściwości, przy których będzie to najbardziej efektywne – otrzymamy wtedy **biopaliwo**. Na rysunku 1 schematycznie zobrazowano mechanizmy powstawania biomasy drzewnej i agro oraz ich przekształcenie w biopaliwo, a następnie w energię.

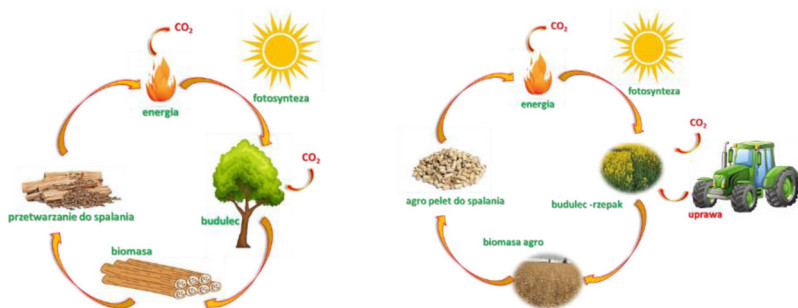
Biopaliwo jest paliwem produkowanym z odnawialnego materiału biomasowego, stosowanym jako alternatywne, czystsze źródło energii aniżeli surowce kopalne³. Biopaliwa można podzielić na **stałe, gazowe i ciekłe**. Często w materiałach informacyjnych dotyczących odnawialnych źródeł energii (OZE) pojęcie „biomasa” jest wykorzystywane do określenia biopaliw stałych jako synonim.

¹ Fotosynteza – Zintegrowana Platforma Edukacyjna n.d. <https://zpe.gov.pl/a/fotosynteza/D8O-s1wJXg> [dostęp: 16.09.2022].

² Czy biomasa jest odnawialnym źródłem energii? – ŚwiatOZE.pl 2020. – <https://swiatoze.pl/dlaczego-biomasa-jest-odnawialnym-zrodlem-energii/> [dostęp: 01.09.2022].

³ Biopaliwo: Co to jest? Właściwości, zastosowania, przyszłość. Materiały Inżynierskie 2020 – <https://materiałyinżynierskie.pl/biopaliwo/> [dostęp: 08.09.2022].

Rysunek 13. Mechanizm powstawanie biomasy drzewnej i jej transformacji w energię (po lewej) oraz powstawanie biomasy agro (po prawej), na przykładzie rzepaku i również jej transformacji w energię



Źródło: Opracowano na podstawie materiałów i zdjęć z: Biomasa n.d. – <http://opolelubelskie.pl/strona-projektowa/kolektory-ii/biomasa> [dostęp: 01.09.2022]; Biomasa, biomasa drzewna (cena, produkcja). Zielone Kominkowe n.d. – <http://www.zielonekominkowe.pl/oferta/biomasa/> [dostęp: 16.09.2022]; Pelet opałowy biomasa agro Big Bagi Skwierzyna. Sprzedajemy.pl n.d. – <https://sprzedajemy.pl/pelet-opalowy-biomasa-agro-big-bagi-skwierzyna-2-a1d299->

Biopaliwa stałe to wszelkiego rodzaju przetworzona i nieprzetworzona biomasa pochodzenia leśnego, rolnego i z produkcji celowej, a więc:

- biomasa leśna – np. drewno w postaci kawałkowej, zrębki, pelety, brykiety drzewne;
- biomasa rolna (agro) – słoma, rośliny energetyczne oraz pozostałości z upraw rolnych, które nie są przeznaczone na cele spożywcze;
- uprawy roślin energetycznych – uprawy celowe gatunków roślin szybko rosnących (np. wierzb energetyczna, miskant olbrzymi, ślazier czy topola);
- biomasa przetworzona termicznie – węgiel drzewny (biowęgiel) oraz toryfikat.

Za biopaliwa stałe uważa się również biodegradowalną frakcję odpadów komunalnych, jednak ich wykorzystanie w sektorze komunalno-bytowym nie jest możliwe, gdyż wymagają specjalnych instalacji przeznaczonych do termicznej utylizacji takich odpadów.

Do **biopaliw gazowych** zaliczamy przede wszystkim biogaz (głównie metan) – z procesu beztlenowej fermentacji biomasy. Biopaliwem jest również gaz drzewny, powstający w procesie zgazowania drewna.

Biopaliwa ciekłe natomiast to biodiesel i bioetanol, ale także metanol i butanol oraz olej roślinny.

Wykorzystanie biopaliw stałych jako odnawialnego źródła energii jest postrzegane jako działanie ekologiczne, sprzyjające poprawie jakości środowiska. Na rysunku 2 zaprezentowano standardową klasyfikację biomasy ze względu na jej rodzaj występowania i powszechne zastosowanie.

Rysunek 14. Klasyfikacja biomasy oraz jej przetwarzania na cele energetyczne



Źródło: Opracowano na podstawie: Biomasa jako źródło energii odnawialnej w Unii Europejskiej i w Polsce – zagadnienia ekonomiczno-prawne – Energia w EU – Materiały problemowe n.d. – <https://odbiorcy-na-rynku-energii.cire.pl/artykuly/energia-w-eu-materiały-problemowe/biomasa-jako-zrodlo-energii-odnawialnej-w-unii-europejskiej-i-w-polsce-zagadnienia-ekonomiczno-prawne> [dostęp: 06.09.2022].

Jednak, aby konkretna substancja mogła być określana **biopaliwem**, powinna spełnić założone wymagania i wykazywać oczekiwane właściwości. Wszelkie substancje, które w efekcie procesów spalania z wysokim efektem energetycznym mogą stanowić źródło energii, należy definiować jako **substancje palne**. Substancje palne, które można spalić w sposób kontrolowany, gdzie istnieje możliwość wykorzystania uzyskanej energii z tego procesu, powinny być określone jako **substancje paliwowe**. **Biopaliwa** mają szansę stać się paliwami standardowymi, o ile spełnią wymagania silników czy kotłów i zostanie opracowana norma przedmiotowa wraz z normami dla metod ich badań⁴. W celu wyeliminowania szkodliwych emisji zostały określone konkretne wymagania jakościowe dla poszczególnych biopaliw, w tym między innymi dla **biomasy czy peletów** – są to wymagania prawne, jak i normy określające poszczególne **parametry biopaliw stałych**. Standardy międzynarodowe, wprowadzone by uzyskać założony efekt ekologiczny, określają jakość biopaliw stałych. Do polskich norm zostały wpisane normy europejskie.

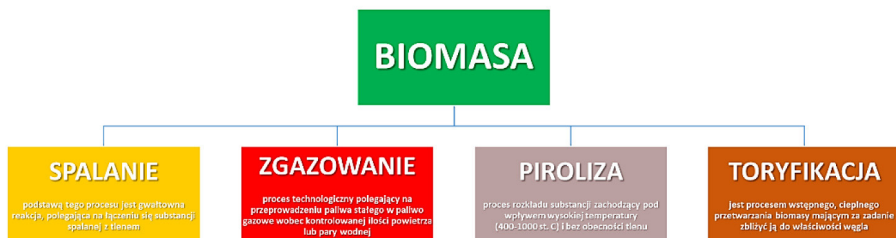
2.5.1. Biopaliwa stałe do wytwarzania energii

Energię zawartą w biomasie można wykorzystać z powodzeniem np. **dla celów energetycznych**, tj. wytwarzania energii w różnej postaci. Podstawowym zastosowaniem paliw z biomasy jest wytwarzanie ciepła, ale wykorzystuje się je również do produkcji energii elektrycznej (spalanie lub współspalanie w elektrociepłowniach) czy też bezpośrednio jako paliwo lub surowiec dla przemysłu i transportu. Ze względu na swoje właściwości **biopaliwa stałe najbardziej efektywnie mogą być**

⁴ pk_admin 4niTZf8. Biopaliwa? definicje i wymagania obowiązujące w Unii Europejskiej. PortalKomunalny.pl n.d. <https://portalkomunalny.pl/plus/artikul/biopaliwa-definicje-i-wymagania-obowiazujace-w-unii-europejskiej/> [dostęp: 15.09.2022].

wykorzystywane na potrzeby wytwarzania ciepła lub ciepła i energii elektrycznej w małych układach, występujących w skali lokalnej⁵. Na rysunku 3 schematycznie zaprezentowano opis przemian, jakim może podlegać biopaliwo stałe:

Rysunek 15. Przemiany jakim może podlegać biopaliwo stałe



Źródło: Opracowane na podstawie: Matsakas L, Gao Q, Jansson S, Rova U, Christakopoulos P. Green conversion of municipal solid wastes into fuels and chemicals. *Electronic Journal of Biotechnology* 2017;26 – <https://doi.org/10.1016/j.ejbt.2017.01.004>; Toryfikacja biomasy. *Vademecum dla uczniów technikum* 2017 – <https://instsani.pl/technik-urzadzen-i-sytemow-energetyki-odnawialnej/vademecum-energetyki-odnawialnej/biomasa/spalanie-i-inne-metody-termicznego-przetwarzania-biomasy/toryfikacja-biomasy> [dostęp: 20.09.2022]; Piroliza – Definicja n.d. – <https://www.teraz-srodowisko.pl/slownik-ochrona-srodowiska/definicja/piroliza.html> [dostęp: 20.09.2022]; Zob. też Zintegrowana Platforma Edukacyjna n.d. <https://zpe.gov.pl/a/przeczytaj/DAi0ujAom> [dostęp: 20.09.2022].

W związku z tym, że ze spalania **biopaliwa stałego** uzyskuje się stosunkowo czystą i niezależną energię, która została zakumulowana w wyniku działania słońca (fotosynteza), jest ona uważana za jedno ze źródeł OZE. Jest zatem uważana za wtórną energię słoneczną zakumulowaną w strukturze budulcowej biomasy. Biomasa jest najstarszym, najprostszym do pozyskania oraz najpopularniej wykorzystywanym OZE na świecie. Może być konkurencyjna w stosunku do konwencjonalnych źródeł energii (np. węgla) dzięki swojej efektywności, wymiarowi ekonomicznemu oraz ekologicznemu. Argumentami przemawiającymi za energetycznym wykorzystaniem biomasy są m.in.:

- łatwe metody pozyskiwania, magazynowania i wytwarzania energii;
- efektywna i powtarzalna produkcja;
- niskie nakłady inwestycyjne, co czyni biomasę najmniej kosztownym źródłem OZE;
- pobudzenie lokalnego rolnictwa;
- procesy uzyskiwania dochodów na obszarach wiejskich;
- poprawa bilansu paliwowego w regionie.

⁵ Wydawnictwo – Instytut Zrównoważonej Energetyki n.d. <http://www.instytutze.org/wydawnictwo/> [dostęp: 06.09.2022].

W Polsce spośród wszystkich OZE największe zainteresowanie budzi właśnie biomasa. Decydują o tym następujące okoliczności:

- biomasa, w zależności od jej składu chemicznego, może być przeznaczana do bezpośredniego spalania lub wykorzystywana do produkcji biogazu, biopaliw ciekłych, a także materiałów do różnych zastosowań;
- w krajach rozwiniętych gospodarczo występuje nadprodukcja artykułów żywnościowych i uzasadnione jest wykorzystanie części użytków rolnych do produkcji biomasy na cele nieżywnościowe;
- daje możliwość ochrony środowiska przyrodniczego poprzez ograniczenie szkodliwych emisji gazów i pyłów;
- umożliwia realizację gospodarki obiegu zamkniętego (zamknięty obieg CO₂);
- poprawia bezpieczeństwo energetyczne kraju – ma to szczególnie duże znaczenie zwłaszcza w polskich warunkach gospodarczo-ekonomicznych.

Biomasa budzi także kontrowersje wśród części ekologów, którzy protestują przeciwko wycinaniu lasów i spalaniu drewna. Należy jednak mieć na uwadze fakt, że tylko część ściętego drewna jest przeznaczona na cele opałowe. Dlaczego? Liczy się tu ekonomia. Pełnowartościowe drewno przeznaczone jest na materiały konstrukcyjne w budownictwie, meble i inne przedmioty użytkowe z drewna. Paliwa w postaci peletu czy brykietu wytwarza się przede wszystkim z pozostałości po obróbce drewna w tartakach lub drewna mało- lub średniowymiarowego, którego wartość rynkowa jest niska (np. z powodu defektów). W Polsce w 2020 roku ilość drewna opałowego wyniosła 4,7 mln m³, w roku 2019 – 5,1 mln m³, a w 2018 – 5,3 mln m³ według danych Eurostat, co stanowiło odpowiednio 11,6% w roku 2020, 11,7% – w 2019 i 11,3% w 2018 roku całkowitego pozyskania drewna

2.5.2. Źródła i rodzaje biomasy

Wyróżniamy energetyczne surowce powstałe z biomasy:

- drewno odpadowe z przemysłu drzewnego (biomasa drzewna, biomasa leśna);
- słoma i siano ze zbóż, strączków czy roślin oleistych, np. rzepaku;
- rośliny z upraw energetycznych, czyli z plantacji przeznaczonych na produkcję biomasy, np. miskant olbrzymi, wierzba energetyczna, topinambur;
- odpady z przemysłu celulozy i papiernictwa;
- organiczne odpady w postaci słoju, melasy lub innych surowców z przemysłu np. browarniczego;
- osady ściekowe i komunalne (frakcja organiczna);
- biogaz pochodzący np. z wysypisk;
- biopaliwa ciekłe, a w tym oleje roślinne, bioetanol oraz biodiesel.

Poszczególne rodzaje biomasy charakteryzują się różnymi właściwościami energetycznymi, które wpływają na możliwości ich wykorzystania. Z energetycznego punktu widzenia do najważniejszych parametrów biomasy zalicza się

kaloryczność, czyli **wartość opałową** (określaną jako ilość energii uzyskiwaną z 1 kg paliwa), a ta ściśle związana jest jego **wilgotnością** w paliwie. Kolejnymi istotnymi parametrami są **gęstość usypowa** oraz **zawartość popiołu**, wyróżniamy:

- drewno i odpady drzewne – drewno kawałkowe (np. pozostałości drewna konstrukcyjnego), odpad z przemysłu drzewnego (np. z produkcji przycinanych na wymiar półwyrobów), odpad leśny oraz odpad z innych gałęzi przemysłu (kopalnie, budownictwo itp.);
- zrębki drzewne – to rozdrobnione drewno w postaci długich na 5–50 mm ścinoków o nieregularnych kształtach. Powstają w czasie pierwszego trzebień drzewostanów, wierchołków i innych pozostałości po wyrębach, obrabiania kłód w tartakach oraz z odpadów drzewnych w zakładach przetwarzających drewno;
- słoma – to łodygi i liście dojrzałych roślin uprawnych po omłocie. W energetyce wykorzystywane są nadwyżki słomy różnych rodzajów zbóż, a także rzepaku i gryki;
- brykiet drzewny – powstaje w wyniku sprasowania pod wysokim ciśnieniem, bez dodatku substancji klejących, suchego rozdrobnionego drewna trocin, wiórów czy zrębków. Występuje najczęściej w postaci walców lub kostek;
- pelety – to produkowane z biomasy drzewnej lub pochodzenia rolniczego granulki o długości kilku cm i średnicy z zakresu 6–25 mm. Wytlacza się je pod dużym ciśnieniem w prasie rotacyjnej, bez dodatku substancji klejącej;
- rośliny pochodzące z upraw energetycznych – do takich roślin zaliczamy m.in. wierzbę wiciową, ślazuwca pensylwańskiego, miskanta, topinambur, różę wielokwiatową, rzepak, słonecznik, len, trzcinę cukrową i inne. W Polsce jedną z najczęściej uprawianych roślin energetycznych jest wierzba wiciowa (zwana też energetyczną)⁶.

W tabeli 1, zaprezentowano podstawowe parametry jakościowe wybranych rodzajów biopaliw stałych o odmiennych właściwościach energetycznych.

Tabela 11. Podstawowe parametry jakościowe wybranych biopaliw stałych

Zrębka drzewna			Pelet drzewny			Pelet ze słomy		
Zawartość wilgoci	Zawartość popiołu [%]	Wartość opałowa [GJ/Mg]	Zawartość wilgoci w stanie roboczym [%]	Zawartość popiołu [%]	Wartość opałowa [GJ/Mg]	Zawartość wilgoci w stanie roboczym [%]	Zawartość popiołu [%]	Wartość opałowa [GJ/Mg]
35–50	0,5–4	7–11	10–12	0,5–1,5	14–18	9–14	2–6	11–18

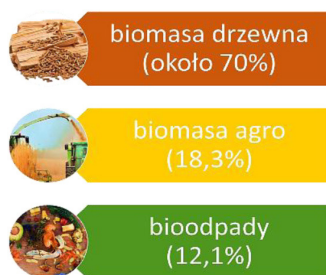
Źródło: Wymagania jakościowe dla biopaliw w walce z zanieczyszczeniami powietrza – MATERIAŁY PROBLEMOWE n.d. – <https://www.cire.pl/artykuly/materialy-problemowe/128424-wymagania-jakosciowe-dla-biopaliw-w-walce-z-zanieczyszczeniami-powietrza/> [dostęp: 15.09.2022].

⁶ Wydawnictwo – Instytut Zrównoważonej Energetyki n.d. – <http://www.instytutze.org/wydawnictwo/> [dostęp: 06.09.2022].

Struktura wykorzystania biopaliw stałych na cele energetyczne w Polsce i w Unii Europejskiej

Na rysunku 5 schematycznie przedstawiono strukturę wykorzystania biopaliw stałych z biomasy w UE-27 w 2019 roku w największym udziale przypadło na biomasę drzewną (około 70%). Na drugim miejscu była biomasa agro (uprawy i pozostałości z produkcji rolnej) – 18,3%, a bilans dopełniły bioodpady, które stanowiły 12,1%.

Rysunek 16. Struktura wykorzystania paliw biomasowych w rynku komunalnym



Źródło: Biomasa, biomasa drzewna (cena, produkcja). Zielone Kominkowe n.d. <http://www.zielonekominkowe.pl/oferta/biomasa/> / [dostęp: 16.09.2022]; kaef. Biomasa agro kontra gaz w energetyce. Magazyn Biomasa 2022. <https://magazynbiomasa.pl/biomasa-agro-kontra-gaz-w-energetyce-unia-zmienia-podejscie/> / [dostęp: 20.09.2022]; Odpady bio – jak segregować i w czym wyrzucać? Max-Gruz Kraków 2020 – <https://maxgruz.pl/blog/odpady-bio-jak-segregowac-i-w-czym-wyrzucac-krakow-i-okolice/> / [dostęp: 20.09.2022].

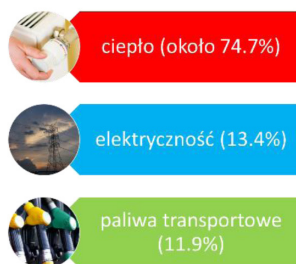
Tak pozyskaną biomasę przetworzono z wykorzystaniem odpowiednich technologii. Można je ogólnie podzielić na technologie przemysłowe i te stosowane w sektorze komunalno-bytowym. W technologiach przemysłowych biomasa przeznaczana jest do produkcji energii elektrycznej, ciepła, paliw transportowych, a jej udział w 2019 roku wyniósł około 51%. Pozostała połowa biopaliw stałych wykorzystywana była w indywidualnych źródłach grzewczych do produkcji ciepła.

Na rysunku 7 zaprezentowano strukturę podziału energii końcowej. Największy udział energii końcowej (użytkowej) przypada na produkcję ciepła (około 75%), następnie energii elektrycznej (13,4%) i finalnie na transport około 12%.

W Polsce największy udział OZE w strukturze energii pierwotnej stanowią właśnie biopaliwa stałe. W 2019 roku ten udział wobec wszystkich rodzajów OZE wyniósł ponad 65%. Dla porównania średnia wartość udziału biopaliw stałych w UE-27 wyniosła w 2019 roku 40,1% (Rysunek 18).

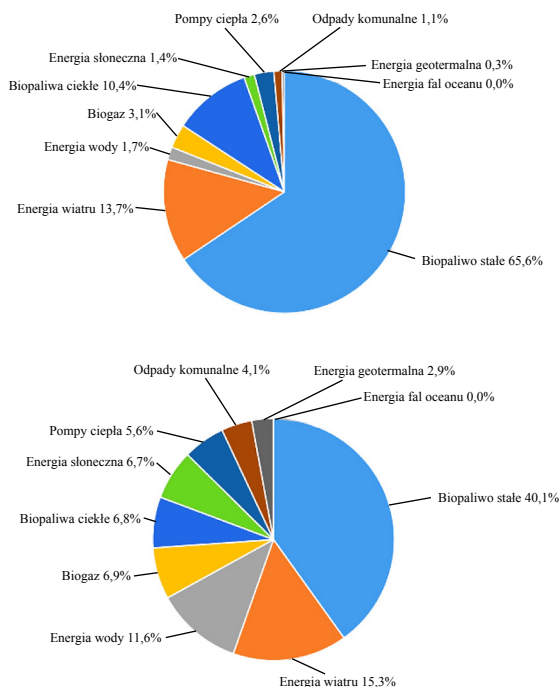
Większość biomasy drzewnej zużywanej w Polsce do produkcji energii wykorzystywana jest przez gospodarstwa domowe i rolne. Przemysł i energetyka zużywają łącznie około 43% biomasy drzewnej. W Centralnej Bazie Emisyjności Bu-

Rysunek 17. Struktura energii końcowej z biopaliw stałych



Źródło: Skąd się bierze ciepło w naszym domu? Mitsubishi Electric News 2014. – <https://news.mpl.pl/skad-sie-bierze-cieplo-w-naszym-domu> [dostęp: 20.09.2022]; admin. Paliwo jako ważny czynnik w transporcie (od czego zależy cena paliwa). Zlecenia-Transportowe.pl 2021. – <https://www.zlecenia-transportowe.pl/paliwo-jako-wazny-czynnik-w-transporcie-od-czego-zalezy-cena-paliwa/> [dostęp: 20.09.2022].

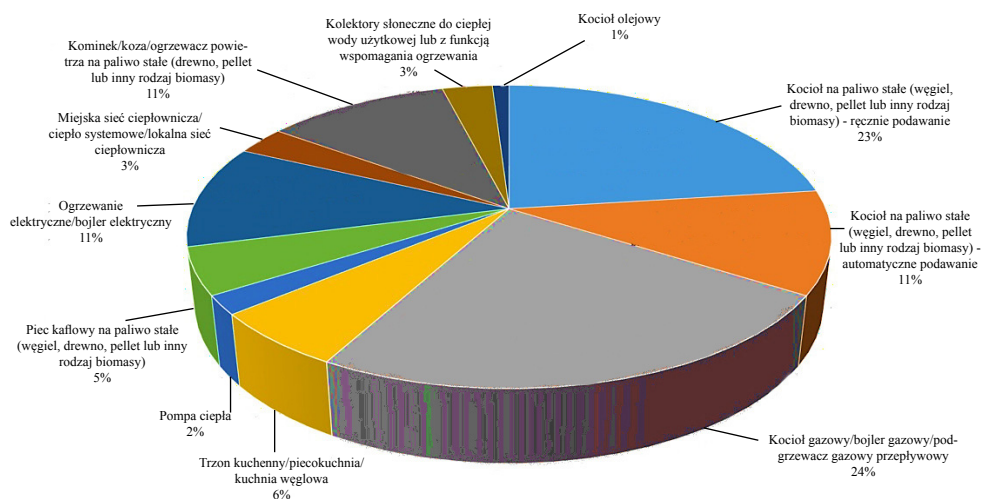
Rysunek 18. Struktura pozyskania energii pierwotnej ze źródeł odnawialnych w 2019 r. Dane dla Polski (na górze), dla Unii Europejskiej (na dole)



Źródło: GUS. Energia 2021 (folder). stat.gov.pl n.d. – <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/srodowisko-energia/energia/energia-2021-folder,1,9.html> [dostęp: 20.09.2022].

dynków można na bieżąco zweryfikować liczbę urządzeń grzewczych stosowanych w gospodarstwach domowych w Polsce. Największy udział stanowią urządzenia na paliwa stałe (węgiel i biopaliwa stałe) – 33%, na drugim miejscu kotły gazowe – 24%, miejska sieć ciepłownicza – 3% i pompy ciepła 2%. Na rysunku 9 możemy prześledzić wszystkie rodzaje technologii grzewczych stosowanych w gospodarstwach domowych w Polsce.

Rysunek 19. Struktura źródeł ciepła ze względu na rodzaj technologii wg CEEB z 20.09.2022



Źródło: Centralna Ewidencja Emisyjności Budynków | Główny Urząd Nadzoru Budowlanego n.d. – <https://www.gunb.gov.pl/strona/centralna-ewidencja-emisyjnosci-budynkow> [dostęp: 20.09.2022].

2.5.3. Aspekty prawne (uchwały antysmogowe, przepisy krajowe, nakiazy UE)

W dyrektywie 2009/28/WE⁷ określa kryteria dotyczące zrównoważonego rozwoju. Zawarte jest w niej wiele odniesień do stosowania biomasy jako OZE. Zwłaszcza wykorzystania biopaliw czy biogazu. Muszą być wyprodukowane w sposób zrównoważony oraz ograniczać emisję gazów cieplarnianych w procesie produkcji. W dyrektywie tej są również zapisy o tym, że wykorzystanie biomasy nie może powodować niszczenia miejsc o wysokiej bioróżnorodności, czyli konieczna

⁷ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Tekst mający znaczenie dla EOG). vol. 140. 2009.

jest gwarancja, że biomasy nie pozyskuje się z miejsc prawnie chronionych albo z takich, gdzie występują rzadkie ekosystemy czy gatunki. Dodatkowo, energię elektryczną z paliw z biomasy można wykorzystać tylko wtedy, jeśli spełnia ona przynajmniej jeden z poniższych wymogów:

- jest produkowana w instalacjach o całkowitej nominalnej mocy cieplnej poniżej 50 MW;
- w przypadku instalacji o całkowitej nominalnej mocy cieplnej między 50 a 100 MW;
- w przypadku instalacji o całkowitej nominalnej mocy cieplnej powyżej 100 MW.

Komisja przeprowadza weryfikację zgodności wykorzystania biomasy z kryteriami zrównoważonego rozwoju oraz ograniczeniami emisji gazów cieplarnianych. Komisja zajmuje się także monitorowaniem zmian cen surowców, które związane są z wykorzystaniem biomasy w celach produkcji energii, a także wpływem produkcji biomasy na ceny żywności. Z tego powodu, istotna jest również **dyrektywa RED II**⁸, która określa szczegółowo sposób pozyskiwania biomasy, uwzględniając przy tym prawa człowieka, a spełnienie poniższych warunków pozwala na uzyskanie certyfikatu zrównoważonego rozwoju: **International Sustainability & Carbon Certification (ISCC)**⁹:

- biomasa nie może być pozyskiwana z gruntów o wysokiej bioróżnorodności;
- produkcja biomasy musi odbywać się według zasad odpowiedzialności środowiskowej;
- pracownicy, biorący udział w pozyskiwaniu biomasy, powinni być odpowiednio przeszkoleni, jak również spełniać wymagania zawarte w Kodeksie Pracy;
- produkcja biomasy nie może w żadnym stopniu naruszać praw międzynarodowych czy lokalnych;
- właściwe jest też wprowadzanie dobrych praktyk zarządzania w procesie jej produkcji.

Otrzymanie takiego certyfikatu świadczy o tym, że dany producent biomasy i biopaliw spełnia wszelkie wymagania prawne, jakie obowiązują na terenie UE, i dzięki temu ma możliwość sprzedaży biomasy do krajów UE, a dystrybutorzy biopaliw dzięki uzyskaniu takiego certyfikatu mogą skorzystać z ulg podatkowych. Biomasa z certyfikatem wykorzystywać można do innych celów niż transport, energia czy systemy grzewcze, na przykład w przemyśle spożywczym.

⁸ Środowisko P i. Dyrektywa RED II – co powinieneś wiedzieć? Przemysł i Środowisko 2021. – <https://przemyslisorodowisko.pl/dyrektywa-red-ii-co-powinienes-wiedziec/> [dostęp: 08.09.2022]; Renewable Energy – Recast to 2030 (RED II) n.d. – https://joint-research-centre.ec.europa.eu/welcome-jec-website/reference-regulatory-framework/renewable-energy-recast-2030-red-ii_en [dostęp: 11.03.2022].

⁹ Solutions for sustainable and deforestation free supply chains › ISCC System n.d. – <https://www.iscc-system.org/> [dostęp: 08.09.2022].

2.5.4. Rodzaje urządzeń zasilanych biopaliwem stałym

Kominek lub piec od wieków był centrum domu i życia rodzinnego. Obecnie nie jest tylko zarezerwowany dla domów, ale z powodzeniem wiele rozwiązań kominkowych pozwala na wprowadzenie formy udomowionego ognia do mieszkań i budynków wielorodzinnych. Szeroki wachlarz dostępnych możliwości pozwala na dostosowanie rodzaju i formy kominka do przeznaczenia budynku, jego architektury, potrzeb oraz oczekiwań użytkownika. Od 1 stycznia 2022 roku zarówno w Polsce, jak i w całej Unii Europejskiej można wprowadzać do obrotu i użytkować miejscowe ogrzewacze pomieszczeń na paliwo stałe o nominalnej mocy cieplnej nie większej niż 50 kW, które spełniają wymagania Dyrektywy ekoprojektu w odniesieniu do emisyjności cząstek stałych (pyłu). Nowoczesne kominki z certyfikatem ekoprojektu/ecodesign to ekologiczne i ekonomiczne urządzenia, których używanie ma znikomy wpływ na środowisko.

Kominki

W dzisiejszych czasach tradycyjne kominki otwarte montuje się dla wzbogacenia architektury izby mieszkalnej oraz stworzenia przytulnego nastroju w trakcie spalania drewna. Kominek tworzy niepowtarzalny klimat w domu dzięki żywemu płomieniowi, trzaskającym dźwiękom drewna, wyjątkowemu zapachowi oraz ciepłu, które wytwarza. Główną klasyfikacją kominków jest podział na kominki z otwartą i zamkniętą komorą spalania. Podział ten określa sposób dostarczania powietrza do spalania. W kominkach z otwartą komorą spalania powietrze doprowadzane jest z pomieszczenia, w którym się znajduje. Palenisko wraz z gazami spalinowymi nie jest szczelnie oddzielone od pomieszczenia, w którym mieści się urządzenie przytwierdzone do komina, wylotu kominka lub też wymaga kanału spalinowego do odprowadzania produktów spalania. Pośród kominków z otwartą komorą spalania znajdziemy urządzenia z wkładem kominkowym, w których powietrze do spalania jest dostarczane przez otwory regulowane za pomocą przepustnicy. Paliwem do tego typu kominków jest sezonowane drewno kawałkowe oraz brykiety drzewne. W kominkach z zamkniętą komorą spalania doprowadza się powietrze kanałem powietrznym z zewnątrz budynku. Palenisko i gazy spalinowe mogą być szczelnie oddzielone od pomieszczenia, w którym zamontowane jest urządzenie przytwierdzone do komina lub wylotu kominka. Może ono wymagać kanału spalinowego do odprowadzania produktów spalania. Kominki takie wyposażone są w wkład grzewczy. Różnorodność kształtów wkładów paleniskowych sprawia, że każdy znajdzie coś dla siebie. Występują paleniska z płaską szybą, z zaokrągloną, z szybą narożną lub w kształcie litery U czy C (czyli z przeszkleniem na trzy strony). Wkład kominkowy montowany jest w obudowie przypominającej tradycyjny kominek. Ścianka frontowa jest szczelnie zamykana drzwiczkami z szybą odporną na wysokie temperatury. Korpus wytworzony jest zwykle z żeliwa lub rzadziej z płyt stalowych, które są ożebrowane dla zwiększenia jego powierzchni. Najwyżej położona część korpu-

su zawiera komorę spalania wtórnego, w której spaliny oddają ciepło do powietrza otaczającego obudowę. Inna część korpusu to pokrywa wkładu, mająca zazwyczaj formę okapu zakończoną króćcem wylotowym spalin.

To miejsce zaopatrzone w przepustnicę reguluje siłę ciągu kominowego. Kominiki zamknięte można wyposażyć we wkłady kominowe z płaszczem wodnym, które dzięki wymiennikowi ciepła ogrzewają wodę zasilającą instalację centralnego ogrzewania wraz z ciepłą wodą użytkową. Podejmując decyzję o posiadaniu kominika na drewno, należy pamiętać o nalezycie wysuszonym materiale opałowym (sezonowanym) i magazynowanym w sposób właściwy – tak by chronić przed wilgocią.

Rysunek 20. Kominiek (po lewej), kominiek na pelet (pośrodku) oraz piec kaflowy (po prawej)



Źródło: Defro Home Aquapell. www.defrohome.pl n.d. – <https://www.defrohome.pl/p,95,defro-home-aquapell.html> [dostęp: 20.09.2022]; Lampa ogrodowa Brillo – Budmet Nocoń – Producent urządzeń OZE n.d. – <https://budmetnocon.pl/lampa-ogrodowa-brillo/> [dostęp: 20.09.2022].

Kominiek na pelet

Idea budowy indywidualnego urządzenia grzewczego zasilanego automatycznie peletem stała się niezwykle popularna na wszystkich kontynentach. Granulat powstały z trociny drzewnej doprowadził do prawdziwej rewolucji w branży kominowej. Istotne jest, że pelet pozostawia niewielką ilość popiołu, który jest doskonałym nawozem naturalnym. Jest to paliwo odnawialne, wygodne oraz „czyste” w składowaniu. Obsługa instalacji jest wygodna i nieskomplikowana. Granulat drzewny wysypuje się do zasobnika i przez kilkanaście, kilkadziesiąt godzin piecyk sam sobie pobiera paliwo. W przypadku zbyt małego zasobnika o pojemności 15–30 kg paliwa, który znajdują się w bryle urządzenia, istnieje możliwość zasilania z silosów o kubaturze pozwalającej na ogrzewanie przez miesiąc, a nawet cały sezon. Proces spalania odbywa się automatycznie, z możliwością sterowania zdalnie przez Internet. Różnorodność kształtów i modeli, m.in. z wykończeniem stalowym lub ceramicznym, sprawia, że są to urządzenia cieszące się dużym zainteresowaniem. W zależności od modelu można ogrzać gorącym powietrzem sąsiednie pomieszczenia, jak i w opcji z wymiennikami wodnymi cały dom. Niewielki przekrój przewodu odprowadzającego spaliny, zwykle współosiowo, a wraz nim doprowadzane

powietrze, wysoka sprawność i minimalna emisja sprawiają, że piecyki na pelety są jednym z najlepszych rozwiązań wykorzystujących biomasę do ogrzewania. W warunkiem zadowolenia z użytkowania jest stosowanie dobrej jakości paliwa peletowego, które spełnia wszelkie wymogi i normy EN Plus lub/i DIN Plus.

Piece kaflowe

Piece kaflowe należą do akumulacyjnych ogrzewaczy pomieszczeń. Pozwalają na ogrzewanie pomieszczeń przez bezpośrednie promieniowanie ciepła. Warto wiedzieć, że piec kaflowy w domu może ogrzewać wodę użytkową, można także podłączyć jego wkład do systemu centralnego ogrzewania (jest tak w przypadku instalacji wodnego wkładu piecowego). Charakteryzują się wysoką odpornością na zmienne obciążenia cieplne. Dysponują dużą zdolnością magazynowania ciepła, a następnie stopniowego oddawania go w postaci przyjaznego promieniowania, identycznego z promieniowaniem słonecznym. Tradycyjny piec kaflowy jest budowany z cegły szamotowej w postaci słupa obłożonego z zewnątrz materiałem ceramicznym – kaflami. W jego wnętrzu znajduje się palenisko, a do jego zamknięcia zwykle służą żeliwne drzwiczki, choć aktualnie coraz częściej zamyka je bardzo gruba lub podwójna szyba. W obecnych czasach piece te przeszły metamorfozę nie tylko pod względem wyglądu, ale i wnętrza. Można je bowiem dopasować zarówno do aranżacji tradycyjnych, jak i tych bardziej nowoczesnych. Wszystko to dzięki dostępnym obecnie przepięknym kaflom i nowatorskiej technice ich łączenia. Sposób palenia w piecu sprowadza się do jednorazowego, maksymalnego załadunku komory paleniskowej, następnie optymalnego spalania i zmagazynowania powstałego w ten sposób ciepła na długi czas. Proces ten w zależności od potrzeby powtarza się co kilkanaście godzin lub raz na dobę. Duża masa szamotowych kanałów, tworzących labirynt dla spalin, oraz ceramiczne kafle tworzą wielki „akumulator ciepła”. W piecu kaflowym odbiór ciepła z procesu spalania odbywa się w kanałach dymowych, które są przeważnie umieszczone pionowo z boków pieca. Podstawowym paliwem używanym w piecach kaflowych jest drewno oraz węgiel kamienny. Współczesne piece kaflowe nawiązują formą i stylem do dawnych urządzeń, ale dzięki zastosowaniu nowoczesnych technik zduńskich, materiałów akumulacyjnych i najwyższej jakości żeliwnych oraz stalowo-szamotowych wkładów kominkowych mają one dużo lepsze właściwości grzewcze. Systemy dystrybucji gorącego powietrza pozwalają na ogrzanie całego domu, a zastosowanie wkładu z płaszczem wodnym umożliwia zasilenie instalacji centralnego ogrzewania i ogrzanie ciepłej wody użytkowej. Temperatura w palenisku wynosi od 500°C do 1100°C dzięki czemu w krótkim czasie następuje rozgrzanie masy kumulacyjnej. Warto wiedzieć, że ciepło, które zostanie wytworzone w trakcie mniej więcej dwóch godzin palenia może ogrzewać pomieszczenia od 8 do 12 godzin (czasem nawet dłużej). Piec kaflowy pozwala na oszczędności, ponieważ grzeje jeszcze po wygaśnięciu paleniska, w powolny sposób oddając do pomieszczenia zmagazynowane w sobie ciepło. Bardzo ważną

kwestią jest to, że grzanie w piecu kaflowym uzależnione jest od wkładu. Możliwości jest wiele, wystarczy jedynie dobrać odpowiedni wkład piecowy.

Koza

Piece kominkowe typu koza to alternatywa dla klasycznych kominków. Są mniejsze, bardziej modułowe i jeśli pozwoli na to architektura pokoju, mogą w dowolny sposób zmieniać położenie, co pozwala na sprawną i szybką modernizację wnętrza. Piec wolnostojący posiada sporą powierzchnię oddającą ciepło, obejmuje także rurę wylotową. Niektóre takie kozy grzewcze umożliwiają także akumu-

Rysunek 21. Piec wolnostojący



Źródło: Piecyki wolnostojące – doskonale rozwiązanie dla domu n.d. – <https://www.kominki-batura.pl/piecyki-wolnostojace> [dostęp: 20.09.2022].

lowanie ciepła i oddawanie go przez dłuższy czas. Koza to prosty i relatywnie tani sposób na dogrzanie wnętrza, nawet w mroźne wieczory. Te urządzenia grzewcze, niewbudowane w konstrukcję budynku, z komorą spalania zamykaną drzwiczkami, rozpraszają ciepło przez konwekcję i promieniowanie. Mogą także podgrzać, jeśli posiadają w wyposażeniu zespół wodny, ciepłą wodę użytkową. Ogrzewacze wolnostojące zwykle budowane są ze stali, żeliwa, z wykorzystaniem szkła hartowanego, a nawet ozdobnych kafli ceramicznych.

W zależności od modelu taki ogrzewacz może być zasilany drewnem (najlepiej liściastym), brykietem drewnianym oraz węglem. Istnieją także konstrukcje ogrzewaczy wolnostojących na pelety drzewne. Są to innowacyjne i efektywne urządzenia posiadające zabudowany zasobnik, z którego przy użyciu podajnika paliwo transportowane jest do palnika.

Proces spalania regulowany jest za pomocą elektronicznego sterownika, który steruje pracą podajnika, systemem rozpalania oraz wentylatorem powie-

trza. Współczesne kozy w niczym już nie przypominają prymitywnych, kopających piecyków sprzed lat. Dziś to estetyczne, starannie zaprojektowane i wykonane kominki wolnostojące (Rysunek 21), które można dopasować zarówno do wnętrz urządzonych nowocześnie, jak i do tych w stylu retro. Różnią się materiałem, z którego zostały wykonane, mocą grzewczą, sprawnością oraz rodzajem opału i wyposażeniem.

Kocioł na zgazowanie drewna

Kotły zgazowujące drewno to proekologiczne urządzenia grzewcze, co prezentuje Rysunek 22. Ten sposób spalania gazu drzewnego (holzgas) jest prawie dwukrotnie wydajniejszy od tradycyjnych metod spalania drewna. Wykorzystujemy tu zasadę

suchej pirolitycznej destylacji drewna. Zgazowanie rozumiemy poprzez dwustopniowe spalanie drewna w niskiej ilości tlenu. Dzięki temu procesowi uzyskujemy gaz drzewny, który następnie spalany jest w ceramicznej komorze paleniska poprzez skierowanie go do dyszy palnika, gdzie zostaje zmieszany z powietrzem. Proces zgazowania drewna w kotłach c.o. dzielimy na cztery etapy:

- suszenie i odgazowanie drewna w temperaturze ok. 450°C;
- spalanie mieszanki powietrza „wtórnego” i holzgasu, która zachodzi w temperaturze ok. 560°C;
- dopalanie powietrza i oddawanie ciepła, temperatura ok. 1200°C;
- wyrzut spalin przez czopuch kominowy w temperaturze ok. 160°C¹⁰.

Kocioł na pelet – system grzewczy, wyprzedzający normy

Od 31 grudnia 2020 roku obowiązują nowe, restrykcyjne wymagania w zakresie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać powstające i modernizowane budynki. Okazuje się, że niewiele systemów grzewczych jest w stanie samodzielnie spełnić wymogi dotyczące zużycia energii. Zgodnie z obowiązującymi przepisami i globalnymi trendami, budownictwo powinno dążyć do maksymalnego ograniczenia zapotrzebowania na energię. Budynek niemal zeroenergetyczny w 2021 roku stał się standardem. Inwestycja w kocioł na biomasę nie tylko pozwala spełnić standard WT 2021, ale także umożliwia otrzymanie wyższej dotacji w programie „Czyste Powietrze”. WT 2021 nakazuje obniżyć zapotrzebowanie energetyczne do:

- **70 kWh/m²a** w przypadku budynków jednorodzinnych nowych i modernizowanych;
- **65 kWh/m²a** w przypadku budynków wielorodzinnych.

To możliwe dzięki wysokiej izolacyjności cieplnej oraz wykorzystaniu OZE. Wyróżniono 4 grupy nośników energii w różnych wariantach (konfiguracjach): paliwo stałe (groszek i pelet), paliwo gazowe, pompa ciepła oraz ogrzewanie elektryczne wspomagane fotowoltaiką. **Wyniki pokazały, że jedynie kocioł na biomasę był w stanie samodzielnie spełnić określone wyżej wymagania dla**

Rysunek 22. Kocioł c.o. SIGMA 20 kW zgazowujący drewno klasa A+



Źródło: Kotły c.o SIGMA 20 kW zgazowujące drewno klasa A+ – Cichewicz n.d. – <https://www.cichewicz.pl/kotly-c-o-sigma-20-kw-zgazowujace-drewno-klasa-a> [dostęp: 20.09.2022].

¹⁰ Urządzenia i systemy energetyki odnawialnej n.d. – <https://www.ksiegarniatechniczna.com.pl/urzadzenia-i-systemy-energetyki-odnawialnej.html> [dostęp: 20.09.2022].

Rysunek 23. Przykładowe zdjęcia kotłów zasilanych peletem



Źródło: Materiały dzięki uprzejmości i zgodzie: Świat Kominków – Kolejna witryna sieci „Wydawnictwo IHZ” n.d.- <https://kominki.ihz.pl/> [dostęp: 20.09.2022].

zań grzewczych, kotły peletowe samodzielnie spełniają wymagania w zakresie wskaźnika EP dla nowych domów jednorodzinnych.

budynków. Pelet jako biomasa tylko w nieznacznym stopniu obciąża środowisko. Produkowany jest z roślin, które wcześniej pobierały CO₂ z atmosfery. Ma więc bardzo niski współczynnik nieodnawialnej energii pierwotnej (0,2). **Zastosowanie kotła na biomasę (w tym pelet) praktycznie gwarantuje zmieszczenie się w wymaganym limicie EP – czyli zużycia energii pierwotnej nieodnawialnej.** Pelet to obecnie jedno z najczystszych i najbardziej ekologicznych paliw. 2 kg peletu zastępuje 1 litr oleju opałowego, a z 1 tony spalonego peletu pozostaje maksymalnie 4 kg popiołu. Jako nieliczne z dostępnych rozwią-

Kocioł na pelet (Rysunek 23), potocznie nazywany piecem na pelet, to urządzenie grzewcze. Spalane w nim biopaliwo stałe w postaci peletu drzewnego zaliczanego w UE jako odnawialne źródło energii jest przetwarzane na energię ciepłą i rozprowadzane za pomocą systemu centralnego ogrzewania po budynku, obiekcie. Konstrukcje kotłów, palników i sterowania po 2017 roku bardzo ewoluowały wraz z zaostrzonymi w Polsce przepisami i lokalnymi uchwałami antysmogowy-

Rysunek 24. Przykładowe konstrukcje wymienników kotłów

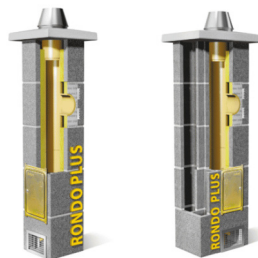


Źródło: Forest – Budmet Nocoń – Producent urządzeń OZE n.d. <https://budmetnocoen.pl/forest/> [dostęp: 20.09.2022]; Kotły C.O. na pellet, ekogroszek i drewno. METAL-FACH Technika Grzewcza n.d. – <https://metalfachtg.com.pl/kotly-c-o-z-ecodesign/> [dostęp: 20.09.2022]; KOTŁY KLASY 5 I ECODESIGN – Drewmet – kotły CO n.d. – <https://kotly-drewmet.pl/pl/produkt/kotly-klasy-5> [dostęp: 20.09.2022].

mi. W roku 2022 większość producentów urządzeń grzewczych posiada kotły na pelet o bardzo niskiej emisji pyłów – poniżej 20 mg/m^3 , klasę efektywności energetycznej A+ i sprawnością powyżej 90%. Aby móc osiągnąć tak wysokie wyniki niezbędne są do tego: odpowiednia konstrukcja wymiennika z komorą spalania (rys. 14), palnik peletowy i zaawansowane sterowanie wszystkimi podzespołami kotła w czasie jego pracy i postoju np.: wentylatorem wyciągowym, mechanizmami czyszczącymi wymiennik i palnik, wszelkiego rodzaju czujnikami, zespołami dawującymi paliwo, regulacją mocy. Rozróżniamy kotły z wymiennikiem pionowym, poziomym i mieszanym (poziomo-pionowym).

Automatyczne kotły peletowe są zazwyczaj urządzeniami jednofunkcyjnymi, tzn., że konstrukcyjnie przygotowane są do ogrzewania budynków, pomieszczeń. Wykorzystując oprogramowanie sterownika kotła, który reguluje jego mocą w zakresie 30%–100% mamy możliwość dołączenia i ogrzania np. bojlera na ciepłą wodą użytkową. Automatyczna funkcja rozpalania i wygaszania powoduje jego bezobsługowość w zakresie od kilku do kilkudziesięciu dni, w zależności od pojemności zasobnika na pelet drzewny. Należy pamiętać, że kotły o tak wysokiej sprawności można montować do kanałów dymnych przygotowanych na temperaturę spalin poniżej 100°C (rys.unek 15). Konieczne jest, aby kotłownia posiadała odpowiednią wentylację.

Rysunek 25. Przykładowy kanał dymny



Zródło; Komin ceramiczny, nowoczesne systemy kominowe Schiedel Rondo Plus n.d. – <https://www.schiedel.com/pl/produkty/ceramiczne-systemy-kominowe/schiedel-rondo-plus/> [dostęp: 20.09.2022].

2.6. Katarzyna Leśkiewicz, Dominika Jaskowiak – Zielony wodór

Wodór, nazywany paliwem przyszłości, ma szansę zrewolucjonizować energię i umożliwić szersze wykorzystanie źródeł odnawialnych¹¹. Bezemisyjny, nietoksyczny i bezwonny wodór to najprostszy i najobficiej występujący pierwiastek we wszechświecie. Zielony wodór¹², z którego paliwo wytwarza się przez elektrolizę wody¹³ (woda jest jedynym skutkiem ubocznym jego spalania), to najdoskonalsze rozwiązanie energetyczne. Z jednej strony zapewnia osiągnięcie neutralności kli-

¹¹ Na temat odnawialnych źródeł energii zob. M. Przybylska, A. Bohdan, *Podstawy prawne OZE (odnawialnych źródeł energii) i gospodarki odpadami w Polsce*, Legalis, Warszawa 2015.

¹² Kolor wodoru zależy od tego, jak został wyprodukowany. Szary wodór powstaje w procesie reformingu metanu, jego produkcja oparta jest więc na paliwach kopalnych. Podobnie jest z wodorem niebieskim, ale w tym wypadku emisje powstałe podczas produkcji są wychwytywane. Z kolei zielony wodór oznacza, że do jego wytworzenia użyto energii ze źródeł odnawialnych, a to czyni go zeroemisyjnym. *Różne kolory wodoru*. Instytut Technologii Paliw i Energii – <http://www.ichpw.pl/blog/2021/08/24/rozne-kolory-wodoru/> [dostęp 20.09.2022].

¹³ Proces rozkładu cząsteczki wody pod wpływem prądu elektrycznego na wodór i tlen.

matycznej przez redukcję emisji CO₂ i wyraźne ograniczenie śladu węglowego, z drugiej – jest przewidywalnym ze względu na charakterystykę pracy źródłem.

Dla określenia wodoru odnawialnego używa się różnych sformułowań, np. czysty wodór, zielony wodór. Nie zawsze są one tożsame i jednolite. Chodzi zwykle o wodór wytwarzany w reakcji elektrolizy wody z energią elektryczną pochodzącą ze źródeł odnawialnych, a także wytwarzany metodą reformingu biogazu lub poprzez konwersję biochemiczną biomasy, przy założeniu, że spełniane są wymagania dotyczące zrównoważonego rozwoju.

W szczególności Komisja Europejska ogłosiła 8 lipca 2020 roku komunikat zatytułowany Strategia w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu¹⁴ („Strategia wodorowa UE”), która łącznie ze strategią UE na rzecz integracji systemów energetycznych wspierać ma dążenia Unii Europejskiej do osiągnięcia gospodarki neutralnej dla klimatu, zgodnie z kierunkami przyjętymi w Europejskim Zielonym Ładzie. Unia stawia na właściwą klasyfikację wodoru, opartą na naukowej ocenie i odejściu od ujęcia kolorystycznego, a bazowaniu na skali emisji gazów cieplarnianych w całym cyklu życia paliw, w całym procesie produkcji i transportu wodoru. Ponadto metody oceny powinny też dotyczyć kryteriów zrównoważonego rozwoju zgodnie z zasadami gospodarki o obiegu zamkniętym oraz opierać się na średnich i standardowych wartościach dla każdej kategorii, takich jak cele zrównoważonego wykorzystania i ochrony zasobów, postępowanie z odpadami i zwiększone wykorzystanie surowców i materiałów wtórnych, zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola, a także ochrona i przywrócenie różnorodności biologicznej i ekosystemów. Wśród działań, jakie się przewiduje, występują np. kontrola i certyfikacja pochodzenia wodoru.

Przykładowo Polska Strategia Wodorowa (PSW) wyróżnia następujące rodzaje wodoru:

- 1) Wodór konwencjonalny,
- 2) Wodór niskoemisyjny,
- 3) Wodór odnawialny.

Gdy chodzi o **wodór konwencjonalny**, to obejmuje on wodór wytwarzany w ramach różnych procesach, w których wykorzystuje się paliwa kopalne, w tym zwłaszcza: reforming parowy gazu ziemnego, zgazowanie węgla lub separacja z gazu koksowniczego. W zasadzie większość światowej produkcji wodoru (ponad 70%) powstaje właśnie w taki sposób, a technologie pozyskiwania tego wodoru są najbardziej emisyjne.

Z kolei **wodór niskoemisyjny**, jak nazwa wskazuje, ma stanowić wodór wytwarzany w sposób niskoemisyjny, acz emitujący dwutlenek węgla. Chodzi w istocie o wodór, który wytwarzany jest z odnawialnych bądź z nieodnawialnych źródeł energii, jednakże ze stosunkowo niskim śladem węglowym (podawanym w PSW na poziomie poniżej

¹⁴ COM(2020) 0301 final.

5,8 kg CO₂ eq/kg H₂)¹⁵. Wytwarzanie wodoru, który będzie można nazwać niskoemisyjnym, wymaga spełnienia wymogów taksonomii ujętych w rozporządzeniu UE nr 2020/852 w zakresie celów środowiskowych (ograniczenia zmian klimatu, adaptacji do zmian klimatu, zrównoważonego użytkowania i ochrony wód i zasobów morskich, transformacji w kierunku gospodarki o zamkniętym obiegu, zapobiegania zanieczyszczeniom i kontroli, ochrony i przywracania bioróżnorodności i ekosystemu).¹⁶

Z kolei ta najważniejsza postać wodoru – tzw. wodór zielony czy **wodór odnawialny**, powstaje w drodze:

- 1) elektrolizy wody w elektrolizerze zasilanym energią elektryczną pochodzącą z odnawialnych źródeł
- lub
- 2) w procesie reformingu biogazu lub biometanu,
- albo
- 3) biochemicznego przekształcania biomasy pod warunkiem spełniania wymogów zrównoważonego rozwoju.

Przy wytwarzaniu wodoru odnawialnego emisja CO₂ utrzymuje się na niskim poziomie poniżej 1 kg CO₂ eq/kg H₂. Dodatkową zaletą tej technologii jest możliwość uzyskiwania bardzo wysokiej czystości otrzymanego gazu (na poziomie 99,999%).¹⁷ Rozwój technologii wodorowych dla wodoru odnawialnego jest ściśle związany z rozwojem OZE w ogóle.

W samej Unii Europejskiej odnotowano jednak nieznaczłą liczbę elektrolizatorów, z których wytworzono niespełna 4% całkowitej produkcji wodoru. W Polsce stan ten przedstawia się jeszcze bardziej skromnie, gdyż – jak wskazuje PSW – istnieją jedynie instalacje prototypowe powstałe w ramach prowadzonych projektów badawczo-rozwojowych¹⁸.

2.6.1. Technologie produkcji wodoru

Z każdych 9 kg wody i energii możemy uzyskać 1 kg wodoru i 8 kg tlenu, bez żadnych produktów ubocznych. Niezbędne są tylko woda i prąd. Ten drugi z łatwością można uzyskać z nadwyżek energii wytwarzanej z wiatraków lub paneli sło-

¹⁵ Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do roku 2040, Warszawa październik 2021, Załącznik do uchwały nr 149 Rady Ministrów z dnia 2 listopada 2021 r. (poz. 1138), Monitor Polski z 2021 r., poz. 1138, dalej zwana także „PSW”. s. 9.

¹⁶ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 z dnia 18 czerwca 2020 r. w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje, zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/2088 (Tekst mający znaczenie dla EOG), Dz. Urz. UE L 198 z 22.6.2020, s. 13–43, dalej zwane rozporządzeniem nr 2020/852; por. JRC report: Technical assessment of nuclear energy with respect to the ‘do no significant harm’ criteria of Regulation (EU) 2020/852 (‘Taxonomy Regulation’), 29 March 2021, JRC report: Technical assessment of nuclear energy with respect to the ‘do no significant harm’ criteria of Regulation (EU) 2020/852 (‘Taxonomy Regulation’) | European Commission (europa.eu), [dostęp: 27.09.2022].

¹⁷ PSW, s. 10.

¹⁸ Ibidem.

necznych. Sprawność nowych instalacji wodorowych opartych na ogniwach PEM do elektrolizy sięga aktualnie nawet 60%, czyli z 1 kWh energii wykorzystanej do wytworzenia wodoru, w procesie odwrotnym uzyskamy 0,6 kWh plus ciepło, które również można wykorzystać.

Adekwatnie do różnego rodzaju technologii wytwarzania wodoru wyróżnić można różne rodzaje wodoru, np.¹⁹:

1. **„Wodór elektrolityczny”** odnosi się do wodoru wytwarzanego w drodze elektrolizy wody (w elektrolizerze zasilanym energią elektryczną), niezależnie od źródła energii elektrycznej. Emisje gazów cieplarnianych w całym cyklu życia związane z produkcją wodoru elektrolitycznego zależą od sposobu wytwarzania energii elektrycznej²⁰.
2. **„Wodór odnawialny”** oznacza wodór wytwarzany w drodze elektrolizy wody (w elektrolizerze zasilanym energią elektryczną), przy czym energia elektryczna pochodzi z odnawialnych źródeł. Emisje gazów cieplarnianych w całym cyklu życia związane z produkcją wodoru odnawialnego są bliskie zeru²¹. Wodór odnawialny może być również wytwarzany w procesie reformingu biogazu (zamiast gazu ziemnego) lub biochemicznego przekształcania biomasy²², pod warunkiem że spełnione są wymogi dotyczące zrównoważonego rozwoju.
3. **„Czysty wodór”** to wodór odnawialny.
4. **„Wodór z paliw kopalnych”** odnosi się do wodoru wytwarzanego w ramach różnych procesów, w których w charakterze surowców wykorzystuje się paliwa kopalne; są to głównie reforming gazu ziemnego lub zgazowanie węgla. Stanowi on przeważającą część produkowanego obecnie wodoru. Emisje gazów cieplarnianych w cyklu życia związane z produkcją wodoru z paliw kopalnych są wysokie²³.
5. **„Wodór z paliw kopalnych z wychwytywaniem dwutlenku węgla”** jest podtypem wodoru z paliw kopalnych, przy czym gazy cieplarniane emitowane w pro-

¹⁹ Rodzaje wodoru wymienione w Strategii wodorowej UE.

²⁰ Emisje gazów cieplarnianych od źródła energii do bramy zakładu (ang. *well-to-gate*) wynoszą w unijnym koszyku energii elektrycznej 14 kg CO₂eq/kgH₂ (na podstawie danych EUROSTATU z 2018 r., 252 t CO₂eq / GWh), podczas gdy średnia wartość koszyka energii elektrycznej na świecie wynosi 26 kg CO₂eq/kgH₂ (MAE, *The Future of Hydrogen*, Report. France 2019; dalej: MAE, 2019 r.), zob. Strategia wodorowa UE, s. 4.

²¹ Emisje gazów cieplarnianych od źródła energii do bramy zakładu w przypadku wodoru odnawialnego wytwarzanego dzięki energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych są bliskie zeru (MAE, 2019 r.).

²² ²² Prowadzona przez Komisję ocena podaży i popytu w zakresie biomasy w UE i na świecie oraz ich wpływu na zrównoważony rozwój, a także planowane badanie dotyczące zrównoważonego wykorzystania biomasy leśnej do produkcji energii ogłoszone w europejskiej strategii ochrony różnorodności biologicznej (COM(2020) 380 final), zob. Strategia wodorowa UE, s. 4; COM(2020) 301 final, KOMUNIKAT KOMISJI DO PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO, RADY, EUROPEJSKIEGO KOMITETU EKONOMICZNO-SPOŁECZNEGO I KOMITETU REGIONÓW, Strategia w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu.

²³ Emisje gazów cieplarnianych od źródła energii do bramy zakładu wynoszą w przypadku reformingu parowego gazu ziemnego 9 kg CO₂eq/kgH₂ (MAE, 2019 r.), dane ze Strategii wodorowej UE.

cesie produkcji tego wodoru są wychwytywane. Emisje gazów cieplarnianych związane z produkcją wodoru z paliw kopalnych z wychwytywaniem dwutlenku węgla lub z zastosowaniem pirolizy są niższe niż w przypadku wodoru z paliw kopalnych, ale należy wziąć pod uwagę zmienną skuteczność wychwytywania gazów cieplarnianych (maksymalnie 90%)²⁴.

6. „**Wodór niskoemisyjny**” obejmuje wodór z paliw kopalnych z wychwytywaniem dwutlenku węgla oraz wodór elektrolityczny ze znacznym ograniczeniem emisji gazów cieplarnianych w całym cyklu życia w porównaniu z obecną produkcją wodoru.
7. „**Syntetyczne paliwa wodoropochodne**” odnoszą się do różnych paliw gazowych i ciekłych na bazie wodoru i węgla. Aby paliwo syntetyczne można było uznać za odnawialne, frakcja wodorowa gazu syntezowego powinna być odnawialna. Paliwa syntetyczne obejmują na przykład naftę syntetyczną w lotnictwie, syntetyczny olej napędowy do samochodów oraz różne molekuly stosowane w produkcji chemikaliów i nawozów. Paliwa syntetyczne powodują emisję gazów cieplarnianych na bardzo różnych poziomach, w zależności od stosowanego surowca i procesu. Jeśli chodzi o zanieczyszczenie powietrza, spalanie paliw syntetycznych powoduje podobne poziomy emisji zanieczyszczeń powietrza jak paliwa kopalne²⁵.

Wodór idealnie wpisuje się w ideę zrównoważonego rozwoju. Jest źródłem czystej energii, która może mieć wiele zastosowań. Do wytworzenia zielonego wodoru potrzeba jednak „zielonej podstawy”, czyli dużej ilości taniego OZE²⁶, najlepiej produkowanego w rozproszonych źródłach, przez indywidualnych prosumentów, klastry czy lokalne rynki energetyczne²⁷.

Koszt budowy infrastruktury wodorowej był powszechnie uważany za zbyt wysoki, jednak wiele aktualnych badań sugeruje, że przejście na bezpośrednie stosowanie wodoru może być nie tylko znacznie czystsze, ale również o wiele tańsze. Podobnie jak energia wiatru obniżała swoje ceny w miarę powszechności, również zielony wodór będzie je obniżał, bo sam proces produkcji nie jest skomplikowany. Szacuje się, że w ciągu najbliższych 10 lat koszt produkcji wodoru spadnie o około

²⁴ Emisje gazów cieplarnianych od źródła energii do bramy zakładu w przypadku reformingu parowego gazu ziemnego z CCS przy wskaźniku wychwytywania wynoszącym 90 % wynoszą 1 kg CO₂-eq/kgH₂, a przy wskaźniku wychwytywania wynoszącym 56 % – 4 kg CO₂-eq/kgH₂ (MAE, 2019 r.).

²⁵ Zob. Strategia wodorowa UE, s. 4.

²⁶ Odnawialne źródło energii – odnawialne, niekopalne źródła energii obejmujące energię wiatru, energię promieniowania słonecznego, energię aerotermalną, energię geotermalną, energię hydrotermalną, hydroenergię, energię fal, prądów i pływów morskich, energię otrzymywaną z biomasy, biogazu, biogazu rolniczego oraz z biopłynów w rozumieniu art. 2 pkt 22 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.

²⁷ Zob., np. D.M. Jaśkowiak, *Rola lokalnego rynku energii w zrównoważonej transformacji energetycznej UE Zrównoważony Rozwój i Europejski Zielony Ład wektorami na drodze doskonałości warsztatu naukowca*, praca zbiorowa pod red. M. Staniszweskiego i H.A Kretka, Gliwice 2021, s. 61–72.

60–70%. Trudna sytuacja na rynku paliw kopalnych może ten proces jeszcze przyspieszyć. Potrzeba jednak uregulowań systemowych. Na rynku pojawiają się ciekawe, pojedyncze inicjatywy, aby tego nie zmarnować, potrzebne są silniejsze polityki publiczne i wysiłki edukacyjne, przyspieszające proces wejścia w erę wodorową²⁸.

Polska jest jednym z trzech głównych producentów wodoru w Europie i pięciu na świecie. Dziś produkujemy milion ton wodoru, co wystarczyłoby dla pięciu milionów samochodów osobowych. W Polsce wytwarza się jednak szary wodór, pozyskany w procesie reformingu gazu ziemnego, którego skutkiem ubocznym jest produkcja dwutlenku węgla. Niemal w całości jest on wykorzystywany do procesów przemysłowych w zakładach azotowych, chemicznych i rafineriach. Dotychczas blisko 95% ogólnoświatowej produkcji wodoru odbywa się w taki sposób. Konieczne jest szybkie odwrócenie tych proporcji właśnie na rzecz zielonego wodoru. Szybko, bo zgodnie z dokumentami „Gotowi na 55” (ang. *Fit for 55*)²⁹ (regulacje UE dotyczące redukcji emisji CO₂ w gospodarce) konieczna jest redukcja emisji o 55% w ciągu niespełna ośmiu lat. Docelowo w transformacji energetycznej, kluczową rolę ma odgrywać wodór zielony, czyli ten pozyskiwany w procesie elektrolizy i zasilanym energią z OZE.

2.6.2. Rynek wodoru w Polsce – przykładowe projekty

Projekty w obszarze transportu

Jak w praktyce wygląda polski rynek wodorowy? Na razie są to indywidualne projekty bardziej odważnych inwestorów. W Polsce udział produkcji wodoru w procesie elektrolizy wody jest znikomy. Całość krajowej produkcji stanowi obecnie wodór wytwarzany z paliw kopalnych przez największych producentów paliw i nawozów. Sytuacja ta sprzyja podejmowaniu inicjatyw w zakresie rozwoju produkcji i wykorzystania wodoru³⁰.

Istnieją już pierwsze zrealizowane projekty w sektorze transportu, których efektem jest np. pociąg pasażerski o napędzie wodorowym i już wiadomo, że do 2025 roku ma powstać pociąg/lokomotywa przeznaczona do obsługi ruchu pasażerskiego³¹. Wśród tych projektów jest produkt bydgoskiego producenta PESA – polska lokomotywa wodorowa³². Co więcej, powstała inicjatywa rozwoju technologii wodorowych dla transportu szynowego.

Ciekawą inicjatywą jest Klaster Technologii Wodorowych promujący wodór na bazie projektów, które prowadzi. Flagowy z nich, czyli Pomorska Dolina Wodoro-

²⁸ S. Dunn, *Hydrogen futures: toward a sustainable energy system*, International Journal of Hydrogen Energy, s. 235–264.

²⁹ Fit for 55 package, zob. więcej: consilium.europa.eu, Fit for 55 package: Council reaches general approaches relating to emissions reductions and their social impacts – Consilium (europa.eu), [dostęp: 30.09.2022].

³⁰ PSW, s. 8

³¹ Polski potencjał wodorowy – czy do 2025 r. powstanie polski pociąg wodorowy? – Portal Kolejowy NaKolei.pl, [dostęp: 21.09.2022].

³² Ibidem.

wa³³ z szeregiem proekologicznych inicjatyw dotyczących wodorowej komunikacji obejmuje m.in: autobusy w Teczewie, Gdańsku, Gdyni i Wejherowie, kolej na Hel (*Hy-way to Hel*) oraz transport morski (statki *short-sea*).

Dodatkowo projekt NeptHyne (produkcja wodoru z nadwyżek energii elektrycznej z morskich farm wiatrowych z wykorzystaniem wodoru do napędu statków serwisujących farmy) czy projekt „HGaas” (stacje do tankowania wodoru zawsze po drodze) mają na celu budowanie podstaw do gospodarki wodorowej.

W ramach działania „Zrównoważony transport miejski” Program Polska Wschodnia 2014–2020 w roku 2017 podpisano z Miastem Lublinem umowę na realizację projektu pt. „Niskoemisyjna sieć komunikacji zbiorowej dla północnej części LOF wraz z budową systemu biletu elektronicznego komunikacji aglomeracyjnej”. Głównym celem projektu była poprawa mobilności transportowej oraz zwiększenie wykorzystania niskoemisyjnego transportu miejskiego w północnej części Lublina. Projekt miał zakończyć się w 2021 roku, jednak za zgodą Polskiej Agencji Rozwoju Przedsiębiorczości został rozbudowany o zakup autobusów zasilanych wodorem wraz z infrastrukturą niezbędną do jego tankowania. Autobus w ramach testów będzie wykonywał zadania przewozowe, należące obecnie do autobusów spalinowych. Beneficjent oszacował wartość realizacji zadania na kwotę 5,5 mln zł brutto.

Dobry przykład daje również Świdnik, na którego obszarze ma do 2023 roku powstać fabryka autobusów na wodór. Grupa Polsat Plus, czyli inicjator projektu, zakłada, że zakład będzie mógł produkować rocznie nawet 100 takich autobusów³⁴. Pierwszym miastem, które już zamówiło wodorowe autobusy jest Konin. Autobus na ogniwa paliwowe z Konina ma tankować wodór na stacji ZE PAK PKN Orlen, jednego z głównych producentów wodoru w Polsce. Spółka ta zamierza rozwijać sieć stacji wodorowych, w planach, zgodnie z projektem HydrogenEagle³⁵, ma 54 stacji tankowania w Polsce, 22 w Czechach oraz 26 na Słowacji. Ponadto zamierza zbudować dwie ogólnodostępne stacje tankowania wodoru w Poznaniu i Katowicach oraz mobilną stację we Włocławku.

Przymiarki do autobusów z ogniwami paliwowymi robią również Poznań, Chełm i Włocławek. W sumie polskie miasta planują zakup 102 autobusów, co odpowiada zapotrzebowaniu na blisko tysiąc ton wodoru rocznie, według szacunków PKN Orlen, zapotrzebowanie jednego autobusu na paliwo wodorowe wynosi około 30 kg/dzień, co pozwala na przejechanie ok. 300 km.

³³ Pierwsza taka inicjatywa w Polsce ogłoszona 1 października 2019 r. Klaster Technologii wodorowych (<https://klasterwodorowy.pl/wojewodztwo-pomorskie-pionierem-technologii-wodorowych-w-polsce-sukces-ii-edycji-miedzynarodowej-konferencji-pchet-w-trojmiescie,49,pl>), [dostęp 29.09.2022].

³⁴ Zob. www.parp.gov.pl/component/content/article/79123:zielony-wodor-szansa-na-uniezalenie-sie-od-gazu-ziemnego [dostęp: 18.09.2022].

³⁵ Międzynarodowy wodorowy program inwestycyjny grupy Orlen dla Polski, Czech i Słowacji – www.ornlen.pl/content/dam/internet/ornlen/pl/en/about-company/media/press-releases/2021/obrazy/Orlen_prezentacja_Hydrogen_final.pdf.coredownload.pdf [dostęp 29.09.2022].

Popyt na wodór mogą stworzyć korporacje taksówkowe, w Kopenhadze jeździ już ponad 100 taksówek z wodorowym napędem, w Polsce wodorowe Toyoty Mirai ma włączyć do swojej floty spółka iTaxi.

W ramach projektu badawczo-rozwojowego PKP Energetyka przy podstacji trakcyjnej w Garbce ma powstać system do magazynowania energii oparty na wodorze. Inwestycja pozwoli wytwarzać, magazynować i wykorzystywać na potrzeby kolei zielony wodór w 100% pozyskiwany w procesie elektrolizy zasilanej energią pochodzącą ze słońca.

Projekty w obszarze ciepłownictwa

W Środzie Śląskiej powstaje pierwsze osiedle ogrzewane przez zielony gaz, a w Kamieniu Pomorskim planowana jest fabryka energii wodorowej z farmy wiatrowej, „odpad” w postaci energii cieplnej skierowany zostanie do niezależnej sieci ciepłowniczej. Na razie jednak brakuje praktycznego zastosowania wodoru w ciepłownictwie. Pompy ciepła są nadal najtańszym sposobem na dekarbonizację ciepła u mieszkańców (o blisko 95% tańsze w eksploatacji niż kotły wodorowe). Gdyby zastąpić wodorem nie gaz w sieci dystrybucyjnej, ale paliwo w kotłowniach, to opłacalność inwestycji może wyglądać inaczej. Wodór w sieciach ciepłowniczych jest rozwiązaniem dobrym, po wykorzystaniu w pierwszej kolejności OZE, ciepła otoczenia i ciepła odpadowego³⁶.

Ciekawym rozwiązaniem dla gmin, szczególnie pod kątem polityki odpadowej, jest biotechnologiczne **wytwarzanie wodoru, czyli koncepcja biosyntezy wodoru z wykorzystaniem frakcji biodegradowalnej, po mechaniczno-cieplnym przetwarzaniu**. Proces zorientowany jest na podniesienie sprawności ciemnej fermentacji biomas odpadowych, by łatwiej było uzyskać z nich wodór. W konwencjonalnych warunkach proces ciemnej fermentacji wodorowej jest nieuzasadniony energetycznie. Wynika to z konieczności zastosowania energochłonnych procesów termicznych jako etapu wstępnej obróbki biomasy do procesu fermentacji. Dzięki zastosowaniu nowej technologii możliwe jest pominięcie tego etapu, a co za tym idzie osiągnięcie znacznej poprawy wydajności energetycznej całego procesu.

W Wielkopolsce przykładem samorządowego projektu wodorowego jest h2.wielkopolska.pl, funkcjonujący właśnie pod taką domeną, należący do Samorządu Województwa Wielkopolskiego. Samorząd ten realizuje **Projekt „Gospodarna 2050 – H2Wielkopolska”**³⁷, w ramach którego, jak wskazuje, dąży do wzmocnienia konkurencyjności wielkopolskich przedsiębiorstw na arenie międzynarodowej, dzięki stworzeniu regionalnego ekosystemu gospodarki niskoemisyjnej. Do tego

³⁶ Zob. www.agora-energie.wende.de/en/publications/12-insights-on-hydrogen-publication [dostęp: 15.09.2022].

³⁷ <https://h2.wielkopolska.pl/>

celu angażuje do współpracy mikro, małe i średnie przedsiębiorstwa, jednostki samorządu terytorialnego, naukę oraz wszystkich entuzjastów tematyki wodorowej. Współpraca wymienionych środowisk ogniskuje się właśnie wokół wodoru i obejmuje finansowanie różnych inicjatyw.

Rozdział 3.

EKONOMICZNE ASPEKTY FUNKCJONOWANIA OZE

3.1. Aktualne programy wsparcia inwestycji (dla samorządów i inwestorów indywidualnych), aukcyjny system wsparcia

Ustawa z dnia 4 września 1997 r. o działach administracji rządowej określa, że sprawy dotyczące rozwoju i wykorzystania energetyki prosumenckiej i rozproszonej należą do ministra właściwego do spraw gospodarki, zaś rozwój i wykorzystanie odnawialnych źródeł energii jest zadaniem ministra właściwego do spraw klimatu.

W ramach wsparcia inwestycyjnego w odnawialne źródła energii funkcjonuje szereg programów, które finansowane są ze środków pochodzących z budżetu ogólnego Unii Europejskiej lub krajowych (szczebla państwowego lub samorządowego). Wśród tych programów należy wyróżnić następujące:

3.1.1. Polityka Spójności na lata 2021–2027

W perspektywie finansowej 2021–2027 w ramach polityki spójności istnieje możliwość pozyskania środków na finansowanie jednostek OZE wraz z magazynami energii działającymi na potrzeby danego źródła OZE oraz przyłączeniem do sieci.

Inwestycje mające na celu wykorzystanie zasobów energii odnawialnej znajdują się na liście przedsięwzięć planowanych do objęcia wsparciem unijnym w ramach **Celu Polityki 2 – „Bardziej przyjazna dla środowiska, niskoemisyjna Europa”**.

Oczekiwany rezultatami w zakresie inwestycji w OZE z polityki spójności jest zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego państwa, ograniczenie emisji CO₂ oraz redukcja liczby przerw w dostawach prądu, w tym również na terenach wiejskich.

W ramach wsparcia produkcji energii ze źródeł odnawialnych planowane są następujące działania:

- Budowa i rozbudowa odnawialnych źródeł energii wraz z magazynami;
- Rozwój energetyki prosumenckiej, czyli rozproszonych instalacji o małej mocy;

- Niwelowanie niestabilności produkcji energii z OZE za pomocą instalacji hybrydowych.

Aktualnie cele te są zaplanowane do realizacji poprzez obowiązujący projekt **Programu Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat, Środowisko 2021–2027** (FEnIKS)¹, będący kontynuacją Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko (POIiŚ) 2007–2013 oraz 2014–2020.

Zakłada on zwiększenie efektywności energetycznej mieszkalnictwa, budynków użyteczności publicznej i przedsiębiorstw oraz zwiększenie udziału zielonej energii z odnawialnych źródeł energii w końcowym zużyciu energii. Inwestycje w infrastrukturę energetyczną mają przynieść poprawę jakości i bezpieczeństwa funkcjonowania sieci elektroenergetycznych oraz rozwój inteligentnych sieci gazowych i wzrost ich znaczenia w nowoczesnym, zielonym systemie energetycznym. Inwestycje w sektorze środowiska mają przyczynić się do większej odporności na zmiany klimatu (w tym na susze i powodzie) oraz ochronę dziedzictwa przyrodniczego (wzrost zdolności retencyjnych oraz poprawę systemów monitorowania i zarządzania kryzysowego).

3.1.2. Projekt Planu Strategicznego dla Wspólnej Polityki Rolnej (WPR) na lata 2023–2027

Projektu Planu Strategicznego dla WPR na lata 2023–2027 obejmuje wsparcie OZE w ramach dwóch interwencji:

- Interwencja 1: Inwestycje w gospodarstwach rolnych w zakresie OZE i poprawy efektywności energetycznej. Beneficjent: rolnik lub osoba prawna prowadząca działalność rolniczą (z wyłączeniem sektora owoców i warzyw). Zakres interwencji: Koszty zakupu i montażu: mikroinstalacji produkujących energię z wody albo biogazu rolniczego (elektryczną, ciepło lub paliwo gazowe) do 50 kW;
- Interwencja 2: Działania na rzecz ochrony środowiska oraz łagodzenia zmian klimatu. Beneficjent: organizacje producentów i zrzeszenia organizacji producentów owoców i warzyw. Zakres interwencji: instalacje produkujące energię z odnawialnych źródeł energii wykorzystywaną dla potrzeb związanych z działalnością beneficjentów.

Powodem ukierunkowania wsparcia na biogazownie rolnicze i elektrownie wodne jest konieczność rozwoju niewykorzystanego potencjału tych technologii OZE, które poza samym wytwarzaniem energii przynoszą również bardzo ważne korzyści dla rolnictwa, środowiska oraz obszarów wiejskich, jak np. zagospodarowanie produktów ubocznych i odpadów z rolnictwa, a także poprawa gospodarki wodnej poprzez zwiększenie retencji wody. Konieczność rozwoju takich źródeł OZE na obszarach wiejskich jest spowodowana m.in. rosnącymi wymogami środowiskowymi, w tym związanymi z ograniczaniem stosowania chemicznych środków ochrony roślin i na-

¹ https://www.pois.gov.pl/media/106216/Program_FEnIKS_przyjety_przez_RM.pdf

wozów mineralnych, co możliwe jest np. dzięki nawozowemu wykorzystaniu produktu pofermentacyjnego z biogazowni rolniczych. Dodatkowo lokalne wytwarzanie energii na własne potrzeby ze stabilnych źródeł zwiększa bezpieczeństwo energetyczne, co przy rozproszonej zabudowie terenów wiejskich i niskiej jakości sieci dystrybucyjnej może przyczynić się do znaczącej poprawy obecnej sytuacji. Sytuacja ta dotyczy może poza bezpieczeństwem energetycznym także możliwości racjonalizacji kosztów, co wpłynie na cenę wytwarzanej energii i dochód osób, które z niej korzystają.

3.1.3. Program „Czyste powietrze”

Program z budżetem 103 mld zł skierowany jest do właścicieli lub współwłaścicieli jednorodzinnych budynków mieszkalnych lub wydzielonych w budynkach jednorodzinnych lokali mieszkalnych z wyodrębnioną księgą wieczystą. Program obejmuje lata 2018–2030, przy czym podpisanie umów na dofinansowanie powinno nastąpić najpóźniej do 31 grudnia 2027 roku, a wydatkowanie środków do 30 września 2029 roku.

Dofinansowaniu podlega wymiana starych i nieefektywnych źródeł ciepła na paliwo stałe na nowoczesne źródła ciepła, spełniające najwyższe normy, a także przeprowadzenie niezbędnych prac termomodernizacyjnych budynku.

Dotacja uzależniona jest od poziomu dofinansowania dla beneficjentów spełniających określone kryteria:

- dla podstawowego poziomu dofinansowania może wynosić do **30 000 zł²** dla osób z rocznym dochodem do 100 tys. zł;
- dla podwyższonego poziomu dofinansowania³ do **37 000 zł** i do **47 000 zł** (dotacja z prefinansowaniem);

² Beneficjenci podstawowego poziomu dofinansowania to osoby fizyczne, będące właścicielami/współwłaścicielami budynków mieszkalnych jednorodzinnych lub wydzielonych w budynkach jednorodzinnych lokali mieszkalnych z wyodrębnioną księgą wieczystą, o dochodzie rocznym nieprzekraczającym kwoty 100 000 zł. W przypadku uzyskiwania dochodów z różnych źródeł dochody sumuje się, przy czym suma ta nie może przekroczyć kwoty 100 000 zł.

³ Beneficjenci podwyższonego poziomu dofinansowania to osoby fizyczne, które łącznie spełniają następujące warunki:

1) są właścicielami/współwłaścicielami budynku mieszkalnego jednorodzinnego lub wydzielonego w budynku jednorodzinny lokal mieszkalny z wyodrębnioną księgą wieczystą;

2) przeciętny miesięczny dochód na jednego członka ich gospodarstwa domowego nie przekracza kwoty:

a) 1564 zł w gospodarstwie wieloosobowym,

b) 2189 zł w gospodarstwie jednoosobowym.

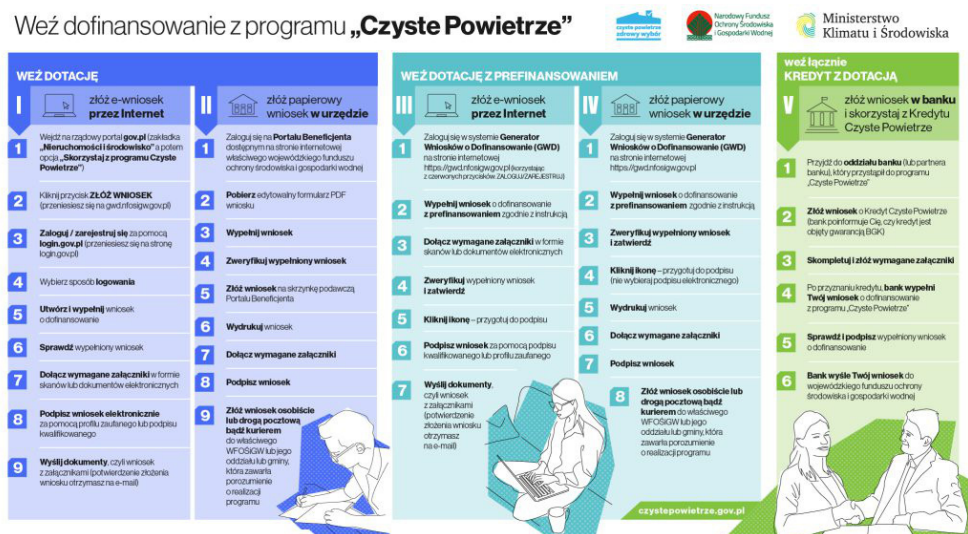
W przypadku prowadzenia działalności gospodarczej roczny przychód beneficjenta z tytułu prowadzenia pozarolniczej działalności gospodarczej za rok kalendarzowy, za który ustalony został przeciętny miesięczny dochód, nie przekroczył trzydziestokrotności kwoty minimalnego wynagrodzenia za pracę określonego w rozporządzeniu Rady Ministrów obowiązującym w grudniu roku poprzedzającego rok złożenia wniosku o dofinansowanie.

- dla najwyższego poziomu dofinansowania⁴ **69 000 zł** i **79 000 zł** (dotacja z prefinansowaniem).

W ramach poszczególnych poziomów dofinansowania beneficjenci mogą wybrać rodzaj wspieranych przedsięwzięć, co wpływa na poziom maksymalnej kwoty wsparcia.

Szczegółową procedurę wnioskowania w ramach tego programu przedstawia Rysunek 1.

Rysunek 1. Etapy ubiegania się o dofinansowania z programu „Czyste powietrze”



Źródło: <https://czystepowietrze.gov.pl/czyste-powietrze/>

⁴ Beneficjenci najwyższego poziomu dofinansowania to osoby fizyczne, które łącznie spełniają następujące warunki:

1) są właścicielami/współwłaścicielami budynku mieszkalnego jednorodzinnego lub wydzielonego w budynku jednorodzinnym lokalu mieszkalnego z wyodrębnioną księgą wieczystą;

2) przeciętny miesięczny dochód na jednego członka jej gospodarstwa domowego nie przekracza kwoty:

- a) 900 zł w gospodarstwie wieloosobowym,
- b) 1260 zł w gospodarstwie jednoosobowym,

lub ma ustalone prawo do otrzymywania zasiłku stałego, zasiłku okresowego, zasiłku rodzinnego lub specjalnego zasiłku opiekuńczego, potwierdzone w zaświadczeniu wydanym na wniosek beneficjenta przez wójta, burmistrza lub prezydenta miasta, zawierającym wskazanie rodzaju zasiłku oraz okresu, na który został przyznany (zasiłek musi przysługiwać w każdym z kolejnych 6 miesięcy kalendarzowych poprzedzających miesiąc złożenia wniosku o wydanie zaświadczenia oraz co najmniej do dnia złożenia wniosku o dofinansowanie).

2. W przypadku prowadzenia działalności gospodarczej przez osobę, która przedstawiła zaświadczenie o przeciętnym miesięcznym dochodzie na jednego członka jej gospodarstwa domowego, roczny jej przychód, z tytułu prowadzenia pozarolniczej działalności gospodarczej za rok kalendarzowy, za który ustalony został przeciętny miesięczny dochód wskazany w zaświadczeniu, nie przekroczył dwudziestokrotności kwoty minimalnego wynagrodzenia za pracę określonej w rozporządzeniu Rady Ministrów, obowiązującym w grudniu roku poprzedzającego rok złożenia wniosku o dofinansowanie.

Skorzystanie z oferowanych przez ten program możliwości wsparcia może mieć jeszcze jedną zaletę. Od roku 2023 zbierane będą dodatkowe dane, dotyczące stanu technicznego budynków mieszkalnych (pierwsza dokumentacja składana była przez właścicieli do 30 czerwca i dotyczyła liczby oraz charakterystyki źródeł ciepła w budynku). Tym razem będą to dane dotyczące m.in.: grubości ścian, dachu, rodzaju ocieplenia czy rocznego zużycia paliwa⁵. Pozyskane w ten sposób informacje zasilą bazę Centralnej Ewidencji Emisyjności Budynków. Przekazane dane będą wykorzystywane również do realizacji sprawozdań z zakresu wykorzystania Programów „Czyste Powietrze” (w tym „Czyste Powietrze Plus”) oraz innych zadań.

Mogą one także wynikać z uchwalanych przez samorządy tzw. uchwał anty-smogowych czy też innych aktów prawa miejscowego, a także kontroli wydatków kierowanych na realizację polityki poprawy jakości lokalnego powietrza.

3.1.4. Program „Moje ciepło”

Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej uruchomił w kwietniu 2022 roku program – „Moje Ciepło”. Jest on kierowany do osób fizycznych, będących właścicielami lub współwłaścicielami nowych domów jednorodzinnych. Pojęcie „nowych” jest tu szczególnie istotne. Przez nowy budynek mieszkalny jednorodzinny rozumie się budynek, w przypadku którego na dzień składania wniosku o dofinansowanie⁶:

- nie złożono zawiadomienia o zakończeniu budowy budynku mieszkalnego jednorodzinnego lub nie złożono wniosku o wydanie decyzji o pozwoleniu na użytkowanie zgodnie z przepisami ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (tj.: Dz. U. z 2020 r. poz. 1333, z późn. zm.) albo
- złożono zawiadomienie o zakończeniu budowy budynku mieszkalnego jednorodzinnego nie wcześniej niż 1 stycznia 2021 roku lub złożono wniosek o wydanie decyzji o pozwoleniu na użytkowanie nie wcześniej niż 1 stycznia 2021 roku.

Celem tego programu jest współfinansowanie inwestycji, polegających na zakupie i montażu nowych pomp ciepła (powietrznych i gruntowych), które będą wykorzystywane do celów ogrzewania lub ogrzewania i pozyskiwania ciepłej wody. Co należy podkreślić, w tym budynku mieszkalnym nie może znajdować się źródło ciepła na paliwa stałe.

O dofinansowanie na pompę ciepła w 2022 roku można ubiegać się w ramach następujących ogólnopolskich programów. Szczegółowe informacje zamieszczono w Tabeli 1.

⁵ Program Czyste Powietrze Plus 2022 – dla kogo? Nawet 79 tys. dofinansowania! Złóż wniosek – <https://www.muratorplus.pl/biznes/wiesci-z-rynku/program-czyste-powietrze-plus-2022-dla-kogo-dofinansowanie-gdzie-zlozyc-wniosek-warunki-szczegoly-regulamin-aa-ftQi-VSS1-nXdU.html> [dostęp: 19.09.2022].

⁶ Program dofinansowania pomp ciepła – <https://mojecieplo.gov.pl/> [dostęp: 10.09.2022].

Tabela 1. Charakterystyka i terminarz naboru – dofinansowanie pompy ciepła

Charakterystyka programu	Dla kogo?	Wysokość dopłaty	Zakres inwestycji	Terminy
„Czyste Powietrze”	osoby fizyczne (właściciele domów termomodernizowanych)	maks. 32 000 zł (z fotowoltaiką – 37 000 zł)	zakup i montaż pompy ciepła: gruntowej, powietrze/woda oraz powietrze/powietrze	nabór ciągły
„Moje Ciepło”	osoby fizyczne (właściciele nowo budowanych domów)	do 30% kosztów (pompa ciepła powietrzna – 7000 zł, gruntowa – 21 000 zł)	zakup i montaż pompy ciepła powietrznej i gruntowej	termin naboru od 29.04.2022 roku do 31.12.2026 roku
„Program PGNiG”	osoby fizyczne (właściciele domów termomodernizowanych)	do 4000 zł	zakup pompy ciepła typu powietrze/woda	-
„Ciepłe Mieszkanie”	osoby fizyczne – właściciele czy współwłaściciele lokali mieszkalnych w budynkach wielorodzinnych	od 30 do 95% kosztów, w zależności od dochodu	zakup i montaż pompy ciepła powietrznej i gruntowej	21.07 ruszył nabór dla gmin, następnie gminy będą ogłaszać nabory dla osób fizycznych – właścicieli mieszkań

Źródło: Dofinansowanie do pompy ciepła 2022 – dla kogo dopłata do pompy ciepła? Jakie dofinansowanie w nowym i starym domu? – <https://www.muratorplus.pl/biznes/prawo/dofinansowanie-do-pompy-ciepala-2022-dla-kogo-doplata-do-pompy-ciepala-2022-dofinansowanie-nowy-dom-stary-dom-lista-programow-warunki-aa-Aqcn-2BnG-Nd7y.html> [dostęp: 21.09.2022]

Poza wskazanym zakresem programów, umożliwiających dostęp do finansowego wsparcia w ramach instalacji pomp ciepła, a także innych działań, lokalnie bieżące informacje można monitorować w takich jednostkach, jak:

- Narodowy i Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej;
- Urzędy Marszałkowskie w ramach wprowadzonych przez nie Regionalnych Programów Operacyjnych (trwają prace nad wdrożeniem ich na lata 2021–2027, przez wzgląd na zależność od wprowadzenia Program Fundusze Europejskie dla Nowoczesnej Gospodarki 2021–2027) – na szczeblu regionalnym;
- Fundusz Termomodernizacji i Remontów (zarządzany przez Bank Gospodarstwa Krajowego, przyznający premię termomodernizacyjną, remontową i kompensacyjną);
- urzędy miast i gmin – na szczeblu lokalnym;
- podmioty zajmujące się sprzedażą i montażem pomp ciepła.

3.1.5. Program „Mój Prąd” na lata 2021–2023

Kolejny Program „Mój Prąd” na lata 2021–2023 (MP4) finansowany jest ze środków Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFO-ŚiGW) w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na lata 2014–2020 Działanie 11.1 – Program „Mój Prąd”. Budżet przewidziany w Programie MP3 i MP4 wynosi do 855 mln zł.

Głównym założeniem jest zwiększenie liczby instalacji słonecznych.. Premiowany jest zakup i montaż instalacji fotowoltaicznej z dodatkowym elementem umożliwiającym wzrost autokonsumpcji. Ważnym elementem tego naboru jest magazynowanie wyprodukowanej energii. Szczegółowy opis projektu i regulamin można znaleźć na stronie <https://mojprad.gov.pl/>.

Nabór wniosków odbywa się elektronicznie w okresie od 15 kwietnia 2022 roku do 22 grudnia 2022 roku lub do wyczerpania alokacji środków. Program skierowany jest do prosumentów (osoby fizyczne) w nowym systemie *net-billing* (przejścia na system rozliczania wyprodukowanej energii elektrycznej) oraz dla dotychczasowych prosumentów, którzy zmienili system rozliczania z systemu opustów na nowy system *net--billing*.

Nowi prosumenci wchodzących w system *net-bilingu*, ubiegający się o wsparcie z NFOŚiGW, mogą liczyć maksymalnie na 20 500 zł, przy czym:

- do samej **instalacji fotowoltaicznej** przewidziano dofinansowanie w wysokości maks. **4000 zł** (5000 zł w przypadku zakupu innych elementów);
- do **5000 zł na magazyn ciepła** lub **7500 zł na magazyn energii elektrycznej**;
- dodatkowe **3000 zł** można otrzymać przy **zainstalowaniu systemów HEMS/EMS**⁷,

ale tylko pod warunkiem zakupu magazynu energii elektrycznej bądź ciepła.

Dofinansowaniu podlegają mikroinstalacje fotowoltaiczne oraz dodatkowe urządzenia służące do magazynowania energii elektrycznej lub ciepła i system zarządzania energią, których zakup i montaż nie został zakończony przed dniem 1 lutego 2020 roku. Wsparcie otrzymają przedsięwzięcia zakończone przed dniem złożenia wniosku o dofinansowanie.

⁷ Pod pojęciem HEMS (ang. *home energy management system*) rozumie się system zarządzania energią w budynku – optymalizacja działania (zużycia energii elektrycznej i ciepła) wszelkich potrzeb energetycznych w budynku. Pod pojęciem EMS (ang. *energy management system*) rozumie się system zarządzania energią pozyskaną z mikroinstalacji fotowoltaicznej. System ten umożliwia inteligentne sterowanie przepływem energii pozyskanej z mikroinstalacji fotowoltaicznej pomiędzy bieżącym zużyciem urządzeń korzystających z energii elektrycznej, magazynem energii elektrycznej lub magazynem ciepła lub potrzebami chłodniczymi, według ustalonych priorytetów (bezpośrednie pokrycie potrzeb elektrycznych – magazynowanie energii elektrycznej – magazynowanie ciepła – pokrycie potrzeb chłodniczych), a w przypadku nadmiaru produkowanej energii – oddanie do sieci energetycznej. Nie są kwalifikowane pojedyncze elementy, np. inteligentne gniazdko.

3.1.6. Program „Agroenergia 2021 2022”

Program „Agroenergia 2021 2022” ma na celu zwiększenie produkcji energii ze źródeł odnawialnych w sektorze rolniczym. Budżet całego programu to 200 mln zł (w tym bezzwrotne formy dofinansowania 153,4 mln zł, a zwrotne formy 46,6 mln zł).

Z programu „Agroenergia” mogą skorzystać:

- osoby fizyczne, będące właścicielem lub dzierżawcą nieruchomości rolnych, których łączna powierzchnia użytków rolnych zawiera się w przedziale od 1 ha do 300 ha oraz co najmniej rok przed złożeniem wniosku przez osobę osobiście prowadzącą gospodarstwo;
- osoby prawne, będące właścicielem lub dzierżawcą nieruchomości rolnych, których łączna powierzchnia użytków rolnych zawiera się w przedziale od 1 ha do 300 ha, oraz co najmniej rok przed złożeniem wniosku o udzielenie dofinansowania przez jednostkę prowadzącą działalność rolniczą lub działalność gospodarczą w zakresie usług rolniczych.

Składa się on z dwóch części, obejmujących:

1) instalacje fotowoltaiczne, wiatrowe i pompy ciepła o mocy zainstalowanej powyżej 10 kW i nie większej niż 50 kW, w tym także instalacje hybrydowe oraz towarzyszące magazyny energii elektrycznej,

- wsparcie udzielane przez Wojewódzkie Fundusze Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej,
- wsparcie w formie dotacji do 20% kosztów kwalifikowanych dla instalacji wytwarzających energię, w zależności od ich mocy;
- maksymalny poziom dofinansowania dla mocy od 10 kW do 30 kW nie więcej niż 15 000 zł, natomiast dla mocy instalacji od 30 kW do 50 kW nie więcej niż 25 000 zł.;
- dodatkowo WFOŚiGW mogą udostępnić pożyczki ze środków własnych, wspierające realizację projektów.

2) biogazownie rolnicze wraz z towarzyszącą instalacją wytwarzania biogazu rolniczego oraz elektrownie wodne o mocy nie większej niż 500 kW wraz z towarzyszącymi magazynami energii.

- wsparcie udzielane przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej;
- intensywność wsparcia w postaci pożyczki wynosi 100% kosztów kwalifikowanych, natomiast w postaci dotacji do 50% kosztów kwalifikowanych. Jednocześnie określono maksymalne jednostkowe koszty kwalifikowane w przeliczeniu na kW (Tabela 2):

Zakres dofinansowania w formie dotacji, określa Tabela 3.

Instytucja i pojęcie *Spółdzielni Energetycznej* jeszcze do niedawna nie były znane w polskich rozwiązaniach prawnych. Zmiana dokonała się za sprawą Ministerstwa Rolnictwa i Rozwoju Wsi, kiedy to do ustawy z dnia 19 lipca 2019 r. o zmia-

Tabela 2. Limit kosztów kwalifikowanych w relacji do mocy instalacji

Moc instalacji	Koszt kwalifikowany
do 150 kW (włącznie)	do 30.000 zł/kW
powyżej 150 kW do 300 kW (włącznie)	do 25.000 zł/kW
powyżej 300 kW do 500 kW (włącznie)	do 20.000 zł/kW

Źródło: Program Agroenergia <https://www.gov.pl/web/rolnictwo/agroenergia--nowy-nabor-wnioskow> [dostęp: 16.09.2022].

Tabela 3. Specyfika i zakres wsparcia w zależności od mocy instalacji

Moc instalacji	Dofinansowanie w formie dotacji	
	% udział w kosztach kwalifikowanych	maksymalnie
do 150 kW (włącznie)	nie więcej niż 50 %	do 1 800 000 zł
powyżej 150 kW do 300 kW (włącznie)		do 2 200 000 zł
powyżej 300 kW do 500 kW (włącznie)		do 2 500 000 zł

Źródło: Program Agroenergia <https://www.gov.pl/web/rolnictwo/agroenergia--nowy-nabor-wnioskow> [dostęp: 16.09.2022]

nie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (DZ. U. z 2019 r., poz. 1524), dodano autopoprawkę wprowadzającą przepisy pozwalające na rozwój spółdzielni energetycznych w Polsce⁸.

Od dnia 1 kwietnia uległ także sposób rozliczania prosumentów. Będzie się on bazował na tzw. net – billingu. Oparcie rozliczeń prosumentów o system *net-billingu* jest popierane przez ośrodki i organizacje międzynarodowe m.in. przez Międzynarodową Agencję Energii Odnawialnej (IRENA). W jednym z opracowań dotyczących innowacyjnych rozwiązań dla odnawialnych źródeł energii IRENA wskazuje system net-billingu jako jedno z rozwiązań kluczowych dla rozwoju rynku energii w systemach elektroenergetycznych opartych na OZE⁹.

Specyfikę kalkulacji dofinansowania w ramach nowej edycji Programu „Mój Prąd” oraz z zastosowaniem systemu *net-billing* zaprezentowano na Rysunku 2.

Wprowadzenie takiego systemu rozliczeń służyć będzie prawidłowemu wymiarowaniu instalacji wytwórczych, aby ich wielkość i produktywność była odpowiednia w stosunku do bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną zgłaszaną przez gospodarstwo domowe prosumenta¹⁰. Takie ujęcie rozliczeń usprawni przejście z tzw. wirtualnego przechowywania energii w sieci na faktycznie jej magazynowanie. Jest także zachętą skierowaną do prosumentów energii odnawialnej,

⁸ Spółdzielnie energetyczne – <https://www.prosument.org/home/baza-wiedzy/jak-zostac-prosumentem/spoldzielnie-energetyczne/> [dostęp: 28.09.2022].

⁹ Nowe zasady rozliczeń prosumentów w 2022 r. – <https://www.gov.pl/web/klimat/nowy-system-rozliczania-tzw-net-billing> [dostęp: 17.09.2022], Ministerstwo Klimatu i Środowiska, grudzień 2021, s. 10.

¹⁰ Odpowiedź na Interpelację Pana Posła Pawła Szramki z 5 sierpnia 2022 roku w sprawie zasad rozliczania dotacji w programie „Mój Prąd” – K9INT34974: <http://orka2.sejm.gov.pl/INT9.nsf/klucz/ATTCHKDNK/%24FILE/i34974-o1.pdf> [dostęp: 20.09.2022].

Rysunek 2. Rozliczenia prosumentów w systemie *net-billing*



Źródło: NFOŚiGW.

aby zwiększano autokonsumpcję energii elektrycznej, tj. wytwarzanie jej przede wszystkim na własne potrzeby. Dlatego też m.in. z tych względów czwartą edycję programu „Mój Prąd” poszerzono o wsparcie zakupu domowego magazynu energii, magazynu ciepła czy systemu zarządzania energią.

3.1.7. Projektowane działania od 1 stycznia 2023 roku

W dniu 27 września 2022 roku Komisja Europejska zatwierdziła decyzją nr C(2022) 6985 final Program Fundusze Europejskie dla Nowoczesnej Gospodarki 2021–2027 (FENG)¹¹. Z jednej strony program ten jest postrzegany jako kontynuacja wsparcia udzielanego w ramach poprzednich programowych rozwiązań, tj. Innowacyjnej Gospodarki (do 2013) oraz Inteligentnego Rozwoju (do 2020), z drugiej natomiast jest to pierwszy z ośmiu Programów krajowych, realizujących Umowę Partnerstwa¹², który otrzymał akceptację KE.

Jak zaznacza Ministerstwo Funduszy i Polityki Regionalnej, działania realizowane w ramach FENG będą swego rodzaju kontynuacją zakończonego programu Inteligentny Rozwój. Jednakże innowacyjnością tego rozwiązania będzie kompleksowe ujęcie i odpowiedź na potrzeby zgłaszane przez przedsiębiorców w zakre-

¹¹ Program Fundusze Europejskie dla Nowoczesnej Gospodarki (FENG) 2021–2027 zatwierdzony przez KE – <https://czasnodotacje.pl/program-fundusze-europejskie-dla-nowoczesnej-gospodarki-feng-2021-2027-zatwierdzony-przez-ke/> [dostęp: 29.09.2022].

¹² Innowacje, rozwój, przedsiębiorczość – program FENG zaakceptowany przez Komisję Europejską – <https://www.gov.pl/web/fundusze-regiony/innowacje-rozwoj-przedsiębiorczosc--program-feng-zaakceptowany-przez-komisje-europejska> [dostęp: 29.09.2022].

się prowadzenia prac B + R i wprowadzenia tych wyników w ich praktyce gospodarczej¹³. Budżet tych działań został ustalony na kwotę ok. 7,9 mln EUR i ujęty w cztery kluczowe obszary. Dotyczą one takich płaszczyzn jak:

1. Wsparcie dla przedsiębiorców,
2. Środowisko sprzyjające innowacjom,
3. Zazielenienie przedsiębiorstw,
4. Pomoc Techniczna.

„Wsparcie dla przedsiębiorstw” z kwotą 4 358 mln EUR stanowi około 55% budżetu ogólnego programu. W ramach tego priorytetu przedsiębiorcy będą mogli liczyć na dofinansowanie i wdrożenie nowych rozwiązań, m.in. w zakresie infrastruktury B +R, zielonej gospodarki, robotyzacji i automatyzacji, ale także rozwoju kompetencji czy internacjonalizacji.

Założenia programu kierowane są przede wszystkim do przedsiębiorstw, podmiotów sektora nauki, konsorcjów badawczych oraz szeroko rozumianych instytucji otoczenia biznesu. Oferowane w ramach programu wsparcie dotyczy środków finansowych przekazywanych w ramach dotacji, instrumentów łączących finansowanie zwrotne i dotacje. Ponadto realne jest także wsparcie gwarancyjne i kapitałowe.

Decyzja Komisji Europejskiej, zatwierdzająca program FENG, zakończyła etap negocjacyjny i umożliwiła formalne rozpoczęcie etapu wdrażania. Praktyczne uruchomienie Programu FENG, możliwe będzie po opracowaniu kryteriów wyboru m.in. dla I priorytetu oraz Kredytu na innowacje technologiczne (obecnie w konsultacjach grup roboczych)¹⁴ a ogłoszenie pierwszych konkursów planowane jest od stycznia 2023 roku.

W odniesieniu do roku 2022 istniało wiele możliwości finansowania przedsięwzięć energetyki obywatelskiej, w tym budowy małoskalowych instalacji OZE. Ich dobór powinien następować indywidualnie i być dostosowany do potrzeb¹⁵.

Dofinansowanie to było możliwe zarówno w ramach regionalnych programów operacyjnych, m.in. RPO dla województwa pomorskiego, w ramach działania 3.3. – Efektywność energetyczna w sektorze publicznym i mieszkaniowym. Działania objęte programem dotyczyły przedsięwzięć z zakresu głębokiej i kompleksowej modernizacji energetycznej budynków publicznych, w tym m.in.:

¹³ MFIPR: KE zaakceptowała program FENG – to 7,9 mld euro dla polskich firm – <https://samorząd.pap.pl/kategoria/polityka-spojnosci-w-regionach/mfipr-ke-zaakceptowala-program-feng-79-mld-euro-dla> [dostęp: 29.09.2022].

¹⁴ Program Fundusze Europejskiej dla Nowoczesnej Gospodarki 2021–2027 (FENG) zatwierdzony przez KE – <https://www.funduszeuropejskie.gov.pl/strony/o-funduszach/fundusze-2021-2027/aktualnosci/program-fundusze-europejskie-dla-nowoczesnej-gospodarki-2021-2027-feng-zatwierdzony-przez-ke/> [dostęp: 29.09.2022].

¹⁵ S. Skwierz i in., *Polska NET – ZERO 2050. Podręcznik transformacji energetycznej dla samorządów*, Centrum Analiza Klimatyczno-Energetycznych, Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy – <http://climatecake.ios.edu.pl/wp-content/uploads/2022/01/Polska-net-zero.-Podrecznik-transformacji-energetycznej-dla-samorzadow.pdf> [dostęp z dnia 12.09.2022 s. 24]

1. budowa i przebudowa instalacji OZE w modernizowanych energetycznie budynkach,
2. instalacja systemów chłodzących, w tym również z OZE¹⁶.

Podmiotami, które mogły aplikować po finansowe wsparcie, były jednostki samorządu terytorialnego, samorządowe jednostki organizacyjne, ale także związki lub stowarzyszenia JST. Ponadto do składania wniosków uprawnione były przedsiębiorstwa komunalne, organizacje pozarządowe, kościoły lub związki wyznaniowe oraz podmioty lecznicze. W odniesieniu do tych ostatnich mogły być to te udzielające świadczeń w ramach opieki zdrowotnej finansowanej ze środków publicznych, jednakże z wyłączeniem szpitali. Prywatna placówka medyczna mogła wnioskować wówczas, gdy świadczyła usługi z zakresu ochrony zdrowia we współpracy z podmiotem publicznym w przypadku projektu realizowanego w formule partnerstwa publiczno-prywatnego. Maksymalny poziom dofinansowania ze środków EFRR wynosi co do zasady 85% wydatków kwalifikowanych na poziomie projektu (projekty nieobjęte pomocą publiczną).

Przez wzgląd na zakończenie okresu i zamknięcie naboru wniosków w ramach RPO w okresie 2014–2020 (z przedłużeniem realizacji do 2022 r.) trwały przygotowania RPO na lata 2021–2027. Przykładem mogą być działania województwa mazowieckiego. Zarząd tego województwa uchwałą nr 307/303/22 z dnia 8 marca 2022 r. przyjął projekt programu regionalnego Fundusze Europejskie dla Mazowsza 2021–2027 (wersja 1.0). W dniu 15 marca 2022 roku projekt programu wraz z Prognozą oddziaływania na środowisko projektu FEM 2021–2027 oraz Analizą DNSH¹⁷ został za pośrednictwem systemu SFC¹⁸ przekazany do Komisji Europejskiej¹⁹. W projekcie tym wskazuje się, iż „wytworzenie energii z OZE stanowić będzie ważny element działań na rzecz dywersyfikacji źródeł w mikście energetycznych i przyczyni się do zaspokojenia wzrastającego zapotrzebowania na energię. Niezrównoważony bilans energetyczny WM stanowi duży potencjał do rozwoju produkcji zielonej energii”²⁰.

¹⁶ Jarosław Lorenc, Działanie 3.3 Efektywność energetyczna w sektorze publicznym i mieszkaniowym [konkurs nr RPKP.03.03.00-IZ.00-04-404/20]: <https://mojregion.eu/rpo/ogloszenia/3-3/dzialanie-3-3-efektywnosc-energetyczna-w-sektorze-publicznym-i-mieszkaniowym-konkurs-nr-rpkp-03-03-00-iz-00-04-404-20/> [dostęp: 10.09.2022].

¹⁷ DNSH (ang. *do no significant harm*) – zasada nieczynienia znaczącej szkody środowisku.

¹⁸ SFC (ang. *System for Fund Management in the European Community*) – tj. system elektronicznej wymiany danych wprowadzony przez: ROZPORZĄDZENIE WYKONAWCZE KOMISJI (UE) NR 463/2014 z dnia 5 maja 2014 r. ustanawiające, na mocy rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 223/2014 w sprawie Europejskiego Funduszu Pomocy Najbardziej Potrzebującym, zasady i warunki mające zastosowanie do systemu elektronicznej wymiany danych między państwami członkowskimi i Komisją.

¹⁹ Projekt programu regionalnego Fundusze Europejskie dla Mazowsza 2021-2027 został przekazany do Komisji Europejskiej 16.03.2022, <https://www.funduszedlamazowsza.eu/aktualnosci/projekt-programu-regionalnego-fundusze-europejskie-dla-mazowsza-2021-2027-zostal-przekazany-dokomisji-europejskiej/> [dostęp: 11.09.2022].

²⁰ Załącznik do uchwały nr 307/303/22 Zarządu Województwa Mazowieckiego z dnia 8 marca 2022, Fundusze Europejskie dla Mazowsza 2021-2027 (wersja 1.0) Projekt, Urząd Marszałkowski Województwa Mazowieckiego w Warszawie, Warszawa, 8 marca 2022 r.

Zgodnie z informacjami tam zamieszczonymi, obszar województwa odznacza się korzystnymi warunkami do wytwarzania energii, głównie tej pochodzącej ze słońca, a ponad 80% jednostek samorządu terytorialnego jest zainteresowanych instalacjami fotowoltaicznymi oraz kolektorami słonecznymi. Przez wzgląd na kryzys energetyczny takie rozwiązania będą coraz bardziej zyskiwały na znaczeniu nie tylko pod względem jednostkowym czy finansowym, ale także strategicznym. Ponadto na obszarach wiejskich upatruje się dużych możliwości wykorzystania biogazu i biomasy, a w części północnowschodniej, uwarunkowania klimatyczne (występują bardzo dobre uwarunkowania wiatrowe) sprzyjać mogą budowie urządzeń pozyskujących energię z tego właśnie źródła. W województwie mazowieckim w ramach programu planowany jest m.in. następujący typ projektu: *Budowa i rozbudowa instalacji/jednostek wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej ze źródeł odnawialnych wraz z infrastrukturą powiązaną*. Działania podjęte w tym zakresie dotyczyć będą dofinansowania przedsięwzięć zgodnych z wcześniej zaprezentowanym potencjałem regionu oraz inwestycje realizowane w formule instalacji hybrydowej, np. pompy ciepła wraz z panelami fotowoltaicznymi. Możliwe do realizacji będą także przedsięwzięcia polegające na budowie nowych lub zwiększeniu mocy istniejących jednostek wytwarzania energii elektrycznej i ciepła z OZE w technologii wysokosprawnej kogeneracji.

Województwo mazowieckie zostało przedstawione tutaj jako przykład, ale inne województwa także zaprezentowały projekty swoich programów operacyjnych. Ich uruchomienie możliwe będzie zgodnie z zaprezentowanym harmonogramem procedowania i wprowadzania Programu Fundusze Europejskie dla Nowoczesnej Gospodarki 2021–2027. Dlatego też, w odniesieniu do roku 2023 oraz następnych aż do 2027, należy spodziewać się aktywności samorządów poszczególnych województw, a tym samym uruchamiania i ogłaszania terminów poszczególnych konkursów związanych z realizacją wyżej wymienionych zadań.

3.1.8. System aukcyjny

Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii²¹ wprowadziła **system aukcji** na wytwarzanie energii z OZE, zastępujący system świadectw pochodzenia energii. Mechanizm aukcyjny ma postać bezpośredniej pomocy finansowej

²¹ 20 lutego 2015 r. uchwalono ustawę o OZE, która otworzyła nowy rozdział wsparcia dla odnawialnych źródeł energii. Od tego czasu system aukcyjny przeszedł znaczącą zmianę. Wspieranie przez kraje członkowskie inwestycji w odnawialne źródła energii wynika z polityki klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej określonej m.in. w dyrektywie 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych¹. Najważniejszym zobowiązaniem dla Polski, wynikającym z przepisów dyrektywy jest osiągnięcie w 2020 roku co najmniej 15% udziału energii z odnawialnych źródeł w zużyciu energii finalnej brutto, w tym co najmniej 10% udziału energii odnawialnej zużywanej w transporcie. Zobowiązanie to zostało następnie wpisane do *Polityki energetycznej Polski do 2030 roku* oraz do *Krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych*. Aby wypełnić te cele, ustawodawca przewidział system wsparcia dla przedsiębiorców planujących inwestycje w ekologiczne źródła energii. Szerzej na ten temat: <https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/8739,System-aukcyjny-dla-odnawialnych-zrodel-energii-ma-5-lat.html>

z funduszy publicznych, co stanowi pomoc publiczną²². Wdrożenie tego systemu było znaczącą zmianą w zakresie wsparcia wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. System aukcji wprowadza także konkurencyjność uczestników aukcji poprzez wybór wytwórców oferujących najniższą cenę sprzedaży energii. Pierwsze aukcje odbyły się 30 grudnia 2016 roku, co było związane z wydaniem aktów wykonawczych do ustawy o OZE.

Aukcje są realizowane z wykorzystaniem Internetowej Platformy Aukcyjnej. Instrukcję użytkownika **Internetowej Platformy Aukcyjnej** można ściągnąć ze strony: <https://www.ure.gov.pl/pl/oze/aukcje-oze/internetowa-platforma/6541,Internetowa-Platforma-Aukcyjna.html>

Kompetencje do ogłaszania, organizowania i przeprowadzania aukcji posiada Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (URE). Aukcje organizowane²³ są nie rzadziej niż raz w roku, odrębnie dla wytwórców energii elektrycznej w instalacjach OZE określonego typu, przedziału mocy oraz koszyka technologicznego²⁴. Obok przykład harmonogramu i ogłoszenia aukcji przez Prezesa URE w 2021 roku:

Na przestrzeni lat zmienione zostały również zasady mechanizmu aukcyjnego. W aukcjach przeprowadzanych do roku 2017 wygrywali uczestnicy, którzy zaoferowali najniższą cenę sprzedaży – aż do wyczerpania ilości lub wartości tej energii określonej w ogłoszeniu o aukcji. W oparciu o nowelizację ustawy z 2018 r. wprowadzono tzw. regułę wymuszania konkurencji poprzez tzw. koszyki aukcyjne. Zgodnie z nią aukcję wygrywają uczestnicy, którzy zaoferowali najniższą cenę sprzedaży energii i których oferty łącznie nie przekroczyły 100% wartości lub ilości energii określonej w ogłoszeniu o aukcji i 80% ilości energii elektrycznej objętej wszystkimi złożonymi ofertami. To pozwala uniknąć sytuacji, w której wszystkie oferty wygrywają aukcję, nawet jeśli ilość lub wartość energii elektrycznej złożonych ofert nie wyczerpuje całego wolumenu lub wartości wskazanych w ogłoszeniu.

Z danych udostępnionych przez URE wynika, że w aukcjach przeprowadzonych w latach 2016–2019 udzielono wsparcia dla ponad 2000 podmiotów. Łączna wartość energii objętej wygranymi ofertami wyniosła ponad 38 mld zł. W wyniku rozstrzygnięcia przeprowadzonych aukcji sprzedano w sumie prawie 154 TWh. Zdecydowana większość wsparcia (tj. blisko 37 mld zł) trafiła do instalacji nowych (w których wytworzenie energii elektrycznej po raz pierwszy nastąpi po dniu za-

²² Zgodnie z art. 107 ust. 1 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej oraz rozporządzenia-mi, wytycznymi i decyzjami Komisji Europejskiej, a także orzecznictwem sądów Unii Europejskiej pomoc publiczna ma miejsce, gdy spełnione są łącznie następujące warunki: 1) musi mieć miejsce interwencja państwa lub interwencja przy użyciu zasobów państwowych, 2) musi istnieć możliwość, że interwencja ta wpłynie na wymianę handlową między państwami członkowskimi, 3) konieczne jest, aby przyznawała ona beneficjentowi korzyść poprzez sprzyjanie niektórym przedsiębiorstwom lub produkcji niektórych towarów, 4) musi ona zakłócać konkurencję lub grozić jej zakłóceniem.

²³ Szczegółowe informacje o Aukcjach OZE na stornie: <https://www.ure.gov.pl/pl/oze/aukcje-oze>

²⁴ Art. 73.1. *Ustawy o OZE*.

OGŁOSZENIE O AUKCJI

Działając na podstawie art. 78 ust. 1 i 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2021 r. poz. 610, z późn. zm.), w związku z art. 73 ust. 3, ust. 3a pkt 2, ust. 4 pkt 1 i ust. 5 ustawy o odnawialnych źródłach energii, a także w związku z § 3 pkt 2 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 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).

ogłaszam

aukcję zwykłą na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii pn.

„A2/13/2021”.

W aukcji mogą wziąć udział wytwórcy energii elektrycznej w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, określonych w art. 77 ust. 5 pkt 5, 15, 18 i 20 ustawy o odnawialnych źródłach energii, którzy uzyskali zaawizowanie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 tej ustawy.

Parametry aukcji

1. Termin przeprowadzenia sesji aukcji: **10 grudnia 2021 r.**
2. Godzina otwarcia sesji aukcji: **08:00:00.**
3. Godzina zamknięcia sesji aukcji: **18:00:00.**
4. Maksymalna ilość energii elektrycznej, która może zostać sprzedana w drodze aukcji: **143 100,000 MWh**, w tym maksymalna ilość energii elektrycznej, która może zostać sprzedana w drodze aukcji przez wytwórców energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii zlokalizowanych poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i poza obszarem wyłącznej strefy ekonomicznej: **28 088,835 MWh**.
5. Maksymalna wartość energii elektrycznej, która może zostać sprzedana w drodze aukcji: **70 196 709,00 zł**, w tym maksymalna wartość energii elektrycznej, która może zostać sprzedana w drodze aukcji przez wytwórców energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii zlokalizowanych poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i poza obszarem wyłącznej strefy ekonomicznej: **10 498 647,64 zł**.


dr inż. Rafal Gawin
Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
[podpisano elektronicznie]

**Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 60/2021
w sprawie harmonogramu kolejnych aukcji planowanych do przeprowadzenia
w roku 2021**

Poniżej przedstawiam harmonogram przeprowadzenia kolejnych w roku 2021 aukcji na sprzedaż energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych.

Harmonogram uwzględnia dyspozycję art. 73 ust. 5 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. z 2021 r. poz. 610, z późn. zm.), a także art. 14 ustawy z dnia 17 września 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2021 r. poz. 1873).

Typ instalacji - art. 72 ust. 1 ustawy OZE	Przedział mocy zainstalowanej elektrycznej - art. 73 ust. 4 ustawy OZE	Rodzaj instalacji art. 77 ust. 5 ustawy OZE	Termin przeprowadzenia sesji aukcji
nawia	większa niż 1 MW	hybrydowa instalacja OZE > 1 MW	2021.12.02
nawia	nle większa niż 1 MW	hybrydowa instalacja OZE < 1 MW	2021.12.03
nawia	nle większa niż 1 MW	wiatr na lądzie > 1 MW PV > 1 MW	2021.12.07
nawia	większa niż 1 MW	wiatr na lądzie > 1 MW PV > 1 MW	2021.12.09
nawia	nle większa niż 1 MW	hydroenergia < 0,5 MW kinytry hydroenergia < 0,5 MW i > 1 MW geotermia	2021.12.10

Niniejsza publikacja ma walor wyłącznie informacyjny i nie stanowi ogłoszenia o aukcji w rozumieniu przepisów ustawy o odnawialnych źródłach energii.

Z poważaniem
Rafal Gawin
Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
[podpisano elektronicznie]

Źródło: <https://www.ure.gov.pl/pl/oze/aukcje-oze>.

mnienia sesji aukcji). Beneficjentami systemu aukcyjnego są głównie wytwórcy wykorzystujący do wytwarzania energii elektrycznej energię promieniowania słonecznego i wiatru na lądzie. Pozostałe technologie stanowią margines, aczkolwiek potencjał tkwi jeszcze w projektach opartych o technologie biogazowe²⁵.

Nazwa programu	Beneficjenci	Strona internetowa
Krajowy Plan Odbudowy i Zwiększania Odporności	B2.2.2. Instalacje OZE realizowane przez społeczności energetyczne	społeczności energetyczne w tym klastry energii, spółdzielnie energetyczne oraz inne społeczności energetyczne wynikające z wdrożenia Dyrektywy RED II), grupowo działających prosumentów (prosumentów zbiorowych i wirtualnych
		https://www.pois.gov.pl/media/106216/Program_FEnIKS_przyjety_przez_RM.pdf

²⁵ <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/8739,System-aukcyjny-dla-odnawialnych-zrodel-energii-ma-5-lat.html#page>.

„Mój Prąd” na lata 2021–2023	Program Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na lata 2014–2020 Działanie 11.1 – Program „Mój Prąd”	prosumenci (osoby fizyczne) w nowym systemie <i>net-billing</i> (przejścia na system rozliczania wyprodukowanej energii elektrycznej) dotychczasowi prosumenci, którzy zmienili system rozliczania z systemu opustów na nowy system net billing	https://mojprad.gov.pl/
„Czyste powietrze”		właściciele lub współwłaściciele jednorodzinnych budynków mieszkalnych lub wydzielonych w budynkach jednorodzinnych lokali mieszkalnych z wyodrębnioną księgą wieczystą,	https://czystepowietrze.gov.pl/czyste-powietrze/
„Agroenergia 2021 2022”		osoby fizyczne, będące właścicielem lub dzierżawcą nieruchomości rolnych, których łączna powierzchnia użytków rolnych zawiera się w przedziale od 1 ha do 300 ha oraz co najmniej rok przed złożeniem wniosku prowadzącego osobiście gospodarstwo, osoby prawne, będące właścicielem lub dzierżawcą nieruchomości rolnych, których łączna powierzchnia użytków rolnych zawiera się w przedziale od 1 ha do 300 ha oraz co najmniej rok przed złożeniem wniosku o udzielenie dofinansowania prowadzącego działalność rolniczą lub działalność gospodarczą w zakresie usług rolniczych.	https://www.gov.pl/web/nfosisgw/agroenergia-2021
Ulga od podatku rolnego	art. 13 Ustawy o podatku rolnym	podatnicy podatku rolnego	

3.2. Ocena efektywności inwestycji w odnawialne źródła energii

3.2.1. Podstawowe pojęcia związane z rachunkiem opłacalności

Ekonomika każdej aktywności gospodarczej, w tym również ekonomika produkcji energii, odnosi się do zjawisk i zależności, od których zależą efekty prowadzonej działalności, przede wszystkim wyniki finansowe (ekonomiczne). Osiągane efekty zależą od decyzji podejmowanych przez producenta, który działając w określonych warunkach stara się dokonywać możliwe najlepszych wyborów. Racjonalne podejście obejmuje między innymi kalkulowanie możliwych efektów produkcyjnych i ekonomicznych z wykorzystaniem różnych form rachunku ekonomicznego.

Najbardziej ogólną kategorią oceny opłacalności prowadzonej działalności jest wynik finansowy, stanowiący różnicę między przychodami a kosztami niezbędnymi do ich uzyskania. Ocena opłacalności produkcji i ekonomicznej zasadności realizacji inwestycji jest jednak znacznie bardziej złożona i zazwyczaj wiąże się z wykorzystaniem kilku metod analizy. Świadome i sprawne posługiwanie się tymi metodami wymaga znajomości kilku podstawowych terminów ekonomicznych, do których można zaliczyć takie pojęcia, jak:

- *produkcja* – oznacza ilość lub liczbę wytworzonych produktów (w przypadku energii mogą to być wytworzone przez przedsiębiorstwo kWh energii elektrycznej, m³ biogazu itd.). Po przemnożeniu fizycznych jednostek produkcji przez cenę jednostkową otrzymujemy wartość produkcji, która w uproszczeniu utożsamiana jest z przychodami przedsiębiorstwa (choć na przychody mogą składać się też inne kategorie niebędące efektem produkcyjnym – np. różnego rodzaju dopłaty, co ma miejsce w niektórych systemach wsparcia OZE);
- *sprzedaż* – ten termin określa ilość (w jednostkach fizycznych) lub wartość sprzedaży (w jednostkach pieniężnych). Jeśli przedsiębiorstwo ma możliwości magazynowania wytwarzanych produktów, wówczas sprzedaż w danym okresie może być mniejsza niż produkcja (tworzone są zapasy), a w innym z kolei większa niż produkcja. Kwestia ta jest szczególnie istotna w sektorze OZE – trudno-

ści w magazynowaniu energii stanowią obecnie jedno z ważniejszych wyzwań energetyki odnawialnej;

- **nakład** – oznacza ilość zużytej w procesie wytwórczym pracy ludzkiej, siły pociągowej, środków do produkcji czy usług. Nakłady mają charakter materialny i wyrażane są w jednostkach fizycznych (np. kilogramach, godzinach, kilowatogodzinach itd.). W analizie inwestycji często używa się określenia nakłady inwestycyjne, które mogą być traktowane w takim przypadku jako synonim wydatków inwestycyjnych wyrażonych w jednostkach pieniężnych;
- **koszt** – odzwierciedla wartość nakładu wyrażoną w jednostkach pieniężnych (czyli – inaczej mówiąc – jest to wartość zużytego nakładu). Wartość kosztu obliczamy mnożąc poziom nakładów wyrażony w jednostkach fizycznych przez cenę jednostkową (np. ilość zużytego w biogazowni substratu w tonach przez cenę 1 tony);
- **wydatek** – oznacza uzgodnioną zapłatę za zakupiony towar lub usługę;

Zarówno koszt jak i nakład odnoszą się do ilości środka produkcji (np. wspomnianego wcześniej substratu), która została rzeczywiście zużyta w procesie wytwarzania. Wydatek wiąże się natomiast z zakupem. Moment ponoszenia kosztów może więc być odsunięty w czasie od momentu ponoszenia wydatków, co ma istotne znaczenie dla oceny płynności finansowej (zakup środków produkcji na zapas ogranicza ilość dostępnej gotówki). W wielu sytuacjach koszty są tożsame z wydatkami. Istnieją jednak koszty, które w ogóle nie stanowią wydatków (np. amortyzacja środków trwałych), jak wydatki, które nie są kosztami (np. spłata części kapitałowej kredytu). Należy też dodać, że nie wszystkie koszty mają swoje źródło w fizycznym zużyciu środka produkcji – np. koszty ubezpieczeń wyrażone są tylko w ujęciu wartościowym.

- **koszty zmienne** – są to koszty, których wartość całkowita zwiększa się w miarę wzrostu rozmiarów produkcji (np. im większa instalacja biogazowa, tym więcej trzeba zakupić substratów). W uproszczeniu przyjmuje się, że koszty te przyrastają proporcjonalnie do wielkości produkcji w sposób ciągły. Jest to jednak pewne uproszczenie, gdyż często przy zakupie dużej ilości środków produkcji uzyskamy niższą cenę niż przy mniejszych zamówieniach. Koszty zmienne można w większości przypadków utożsamiać z kosztami bezpośrednimi (bezpośrednio związanymi z daną działalnością);
- **koszty stałe** – są to koszty, które niezależnie od zmian wielkości produkcji utrzymują się na niezmiennym poziomie. Ich powstawanie wiąże się m.in. z wyposażeniem przedsiębiorstw w środki trwałe, bowiem są one źródłem typowego kosztu stałego – amortyzacji. Do kosztów stałych zalicza się też np. koszty administracji czy też wynagrodzenia wypłacanego pracownikom. Należy podkreślić, że określenie „stałe” ma charakter względny – koszty stałe nie zmieniają się jedynie w pewnych przedziałach rozmiarów produkcji – powyżej tego poziomu może nastąpić skokowy wzrost kosztów stałych (np. dodatkowa instalacja, służąca wytwarzaniu energii, przełoży się na skokowy przyrost kosztów stałych);

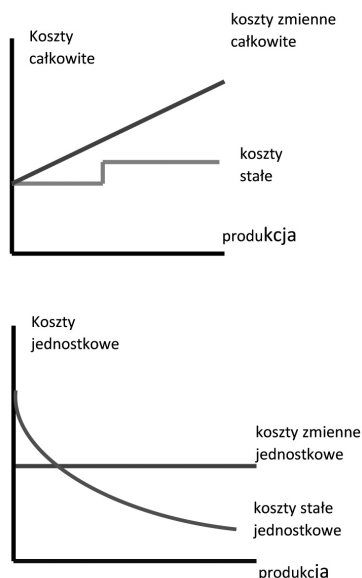
- amortyzacja – oznacza część wartości środka trwałego (czyli takiego, który nie zużywa się w jednym cyklu produkcyjnym – np. budynki, maszyny, urządzenia), która przypada na każdy rok jego eksploatacji. W uproszczeniu koszt amortyzacji oblicza się jako iloczyn wartości środka trwałego i stopy amortyzacji (gdzie stopa amortyzacji = $1/\text{liczba lat planowanej eksploatacji}$).

Koszty zmienne (Rysunek 3) rosną w miarę zwiększania rozmiarów produkcji (np. całkowitej liczby wytwarzanych kWh energii), ale są w uproszczeniu „stałe” w przeliczeniu na jednostkę produkcji.

Łączne koszty stałe w przedsiębiorstwie pozostają na tym samym poziomie niezależnie od rozmiarów produkcji, ale stają się coraz niższe przy przeliczaniu na jednostkę produkcji (np. na 1 kWh wytwarzanej energii). Ta zależność (określana jako „degresja kosztów stałych”) ma bardzo istotne znaczenie w rachunku ekonomicznym. Im mniejsze są bowiem koszty stałe, tym niższe są łączne jednostkowe koszty produkcji (suma kosztów zmiennych i stałych w przeliczeniu na jednostkę produkcji), co poprawia opłacalność produkcji rozumianą jako relacja ceny jednostkowej do jednostkowego kosztu produkcji (np. ceny uzyskiwanej ze sprzedaży 1 kWh energii do kosztów wytworzenia 1 kWh). Dążąc do poprawy opłacalności produkcji należy m.in. starać się możliwie najefektywniej wykorzystywać środki trwałe, obniżając tym samym jednostkowe koszty amortyzacji (i tym samym łączne jednostkowe koszty produkcji).

Z degresją kosztów stałych łączy się zjawisko tzw. korzyści ekonomii skali. W uproszczeniu oznacza ono m.in., że w miarę wzrostu skali produkcji koszty stałe rozkładają się na coraz większą liczbę jednostek produkcji, dzięki czemu maleją łączne koszty jednostkowe, co przy założeniu określonej ceny oznacza wzrost jednostkowego zysku. W przypadku producentów energii skalę produkcji można mierzyć ilością MWh (megawatogodzin).

Rysunek 3. Koszty w przedsiębiorstwie



Źródło: Opracowanie własne

Poza wymienionymi wyżej pojęciami przeprowadzenie procesu oceny opłacalności i ekonomicznej zasadności inwestycji w OZE wymaga ogólnej znajomości podstawowych rachunków takich jak rachunek przepływów pieniężnych oraz rachunek zysków i strat (inaczej rachunek wyniku finansowego). Rachunki te (niezbędne do sporządzenia bilansu majątkowego przedsiębiorstwa) mogą stanowić zarówno podstawę oceny, jak też po pewnych modyfikacjach mogą być wykorzystane jako punkt wyjścia do przeprowadzenia nieco bardziej złożonych obliczeń i kalkulacji. Podstawowa znajomość zasad sporządzania tych rachunków jest też niezbędna w procesie opracowania biznesplanu inwestycji w OZE.

Przepływy pieniężne odzwierciedlają ruch środków pieniężnych w określonym czasie wyrażony w postaci różnicy wpływów i wydatków. Rachunek przepływów

wykorzystywany jest do ustalenia stanu środków pieniężnych na koniec okresu obrachunkowego (w tym przypadku oprócz wpływów i wydatków uwzględnia się wartość początkową środków pieniężnych). Ma to fundamentalne znaczenie dla oceny płynności finansowej – ujemny wynik na etapie planowania inwestycji stawia pod znakiem zapytania jej zasadność lub wskazuje na konieczność modyfikacji pierwotnych założeń (np. zwiększenia kredytu). W skali przedsiębiorstwa na przepływy pieniężne składają się:

- *przepływy z działalności operacyjnej* – związane są z prowadzoną produkcją. W przypadku podmiotów zajmujących się wytwarzaniem energii na wpływy składać się będą więc przede wszystkim przychody ze sprzedaży energii i ewentualnie innych produktów (np. pofermentu w przypadku biogazowni) oraz ewentualnie wsparcie finansowe związane z produkcją (np. świadectwa pochodzenia w poprzednim systemie wsparcia. Wydatki będą natomiast generowane poprzez zakupy środków do produkcji oraz opłaty związane z bieżącą działalnością operacyjną przedsiębiorstwa (np. opłata pracy, ubezpieczenia, środki eksploatacyjne itp.);
- *przepływy inwestycyjne* – obejmują operacje związane z działalnością inwestycyjną, na którą składa się zakup lub sprzedaż środków trwałych. Wydatki inwestycyjne ponoszone są najczęściej na początku działalności. W przypadku OZE wydatki inwestycyjne obejmują budowę i instalację źródeł energii (np. paneli fotowoltaicznych, budowę instalacji wytwarzania biogazu itd.). Wydatki inwestycyjne w przypadku OZE są często wyższe niż przy konwencjonalnych źródłach energii, stąd dotychczas najbardziej intensywny rozwój tej branży obserwowano w krajach o wysokim poziomie wsparcia finansowego;
- *przepływy finansowe* – wiążą się z finansowaniem działalności przedsiębiorstwa, co w praktyce często sprowadza się do zaciągania i spłaty kredytów (zarówno krótkoterminowych, jak i inwestycyjnych). Działalność finansowa może się również wiązać z np. emisją papierów wartościowych, jak też różnego rodzaju wydatkami związanymi z kosztami finansowymi (odsetkami, opłatami bankowymi itd.).

Po ustaleniu wszystkich wpływów i wydatków dokonuje się obliczenia salda środków pieniężnych, które stanowi sumę przyływów operacyjnych, inwestycyjnych i finansowych powiększonych o stan początkowy gotówki. Stan końcowy gotówki na koniec każdego z okresów planowania powinien przyjmować wartości dodatnie, gdyż w przeciwnym razie wskazywałoby to utratę płynności finansowej (co świadczyłoby o braku szans na powodzenie projektu).

3.2.2. Metody oceny opłacalności inwestycji w OZE

Jak wynika z poprzedniego podrozdziału, proces oceny opłacalności inwestycji czy też opłacalności produkcji jest dość złożony i może obejmować wykorzystanie różnych metod i sposobów kalkulacji. Co więcej, stosowane w poprzednim akapicie pojęcie „rachunku opłacalności” ma charakter ogólnikowy, a używane często

zamiennie określenia „analiza finansowa” i „analiza ekonomiczna” odzwierciedlają w rzeczywistości dwa różne podejścia do problemu oceny opłacalności inwestycji. Analiza finansowa bazuje na wskaźnikach finansowych przedsiębiorstwa i służy do wyboru najbardziej opłacalnego dla inwestora projektu inwestycyjnego. Analiza ekonomiczna jest pojęciem szerszym i obejmuje także koszty i korzyści istotne z punktu widzenia celów społeczeństwa i całej gospodarki¹. Jest to ważne w przypadku inwestycji w odnawialne źródła energii, gdyż ich powstawianie jest korzystne z perspektywy środowiska naturalnego, chociaż jednocześnie wsparcie środkami publicznymi oznacza, że część wydatków inwestycyjnych ponosi całe społeczeństwo. Niemniej analiza taka jest trudna do przeprowadzenia, a jej wyniki nie stanowią podstawy decyzji poszczególnych inwestorów, stąd w dalszej części opracowania skupimy się głównie na metodach analizy, umożliwiających ocenę zasadności inwestycji z perspektywy pojedynczego podmiotu. Analizę taką określa się często mianem analizy efektywności inwestycji. Najogólniej metody rachunku efektywności inwestycji dzielą się na metody tradycyjne (określane też mianem prostych lub statycznych) oraz metody dyskontowe (zwane też metodami dynamicznymi)². Podstawowa różnica między tymi grupami metod uwidacznia się w podejściu do zmian wartości pieniądza w czasie – metody tradycyjne (proste) w przeciwieństwie do metod dyskontowych nie uwzględniają tego czynnika w procesie oceny zasadności inwestycji. Biorąc pod uwagę, że inwestycje w OZE mają charakter wieloletni, przydatność metod prostych jest mocno ograniczona – w praktyce można je wykorzystywać jedynie na wczesnych etapach przygotowywania projektu inwestycyjnego i raczej do oceny przedsięwzięć o niewielkiej skali i krótkim cyklu życia.

3.2.3. Prosty okres zwrotu i prosta stopa zwrotu

Prosty okres zwrotu jest najprostszą z metod oceny inwestycji. Wyrażany jest on liczbą lat, która jest niezbędna do zwrotu poniesionych wydatków (nakładów) inwestycyjnych. Parametr ten nie odpowiada więc na pytanie, czy inwestycja jest bezwzględnie opłacalna, lecz wskazuje na czas niezbędny do odzyskania poniesionych nakładów inwestycyjnych. Im krótszy okres zwrotu, tym bardziej opłacalna będzie dana inwestycja. Rozpatrując różne warianty inwestycyjne, należy więc wybrać ten, który charakteryzuje się krótszym okresem zwrotu, przy czym o tym, czy inwestycję uznać za opłacalną, decyduje założony wstępnie poziom graniczny (maksymalnie dopuszczalny przez inwestora okres zwrotu). W najbardziej uproszczonej formie prosty okres zwrotu ustala się jako iloraz wartości inwestycji i oczekiwanych, średniorocznych korzyści, jakie ta inwestycja będzie generować. Jako miarę korzyści przyjmuje się przepływ netto gotówki (wpływy z działalności operacyjnej minus

¹ J. Dyduch, *Wykorzystanie analizy kosztów i korzyści do oceny projektów inwestycyjnych*, *Ekonomia Menedżerska* 2011, nr. 10, s. 95–108.

² J. Michalak, *Wybrane metody wspomagające podejmowanie decyzji inwestycyjnych w energetyce*, „*Polityka Energetyczna*” 2013, t. 16, z. 4.

wydatki operacyjne i koszty finansowe), co odpowiada zyskowi powiększonemu o wartość amortyzacji. Należy zauważyć, że wartość środków trwałych pozostawała po okresie eksploatacji instalacji nie musi być równa zero – w rzeczywistości elementy likwidowanej instalacji mogą ciągle mieć pewną wartość (np. elementy metalowe w najgorszym wypadku mają wartość złomu). Stąd przy obliczeniach kwotę nakładów inwestycyjnych pomniejsza się często o wartość końcową instalacji (określaną też mianem wartości rezydualnej). Jednocześnie oszacowaną wartość średniorocznego zysku powiększa się o roczną amortyzację (jak wskazywano wcześniej amortyzacja nie przekłada się na „ruch gotówki”, stąd pomijamy ją w rachunku). Formalny wzór na obliczenie prostego okresu zwrotu przyjmuje więc postać:

$$POZ = \frac{NI - WK}{Z - A}$$

gdzie:

POZ – prosty okres zwrotu wyrażony w latach,

NI – wartość nakładów inwestycyjnych [zł],

WK – wartość końcowa inwestycji [zł],

Z – średnioroczny zysk [zł],

R – roczna rata amortyzacji [zł].

Otrzymaną wartość należy porównać z zakładaną wartością graniczną, odzwierciedlającą oczekiwania inwestora – jeśli otrzymany wynik jest mniejszy od wartości granicznej, wówczas inwestycja może być opłacalna (przy przyjętych założeniach). W przeciwnym wypadku należy przyjąć, że rozważany projekt inwestycyjny w danych warunkach nie powinien być realizowany.

Uzupełnienie prostego okresu zwrotu stanowi prosta stopa zwrotu, która jest ilorazem skumulowanych (za cały okres eksploatacji instalacji) korzyści (np. zysku) i poniesionych nakładów inwestycyjnych³. Podobnie jak w metodyce liczenia prostego okresu zwrotu, również w tym przypadku pomijana jest kwestia zmiany wartości pieniądza w czasie. Stopa ta w ujęciu procentowym wyraża nadwyżkę korzyści finansowych nad nakładami poniesionymi w celu wygenerowania tych korzyści. Ogólny wzór określający prostą stopę zwrotu ma więc postać:

$$PSZ = \frac{\text{wartość korzyści netto (np. zysk)}}{NI} \times 100\%$$

gdzie:

PSZ – prosty okres zwrotu wyrażony w latach,

NI – wartość nakładów inwestycyjnych [zł].

³ M. Prystupa, *Stopa dyskontowa a koszt kapitału – rekomendacje dla oceny opłacalności projektów z sektora energetyki odnawialnej*, [w] *Ryzyko inwestowania w polskim sektorze energetyki odnawialnej*, red. S. Kasiewicz, Wyd. CeDeWu, Warszawa 2012.

Ocena przeprowadzona powyższą metodą nie ma charakteru bezwzględnego i nie pozwala na jednoznaczne stwierdzenie, czy inwestycja jest opłacalna – podobnie jak prosty okres zwrotu powinna służyć głównie do analizy projektu inwestycyjnego na wstępnym etapie rozważań. Porównanie prostych stóp zwrotu (podobnie jak prostego okresu zwrotu) może umożliwić ocenę np. różnych wariantów technologicznych OZE – do bardziej szczegółowych rozważań wybieramy wówczas te opcje, które charakteryzują się najwyższą prostą stopą zwrotu lub możliwie najkrótszym prostym okresem zwrotu. Przy stosowaniu wspomnianych metod do porównywania projektów należy pamiętać, żeby w każdym wariancie stosować dokładnie taki sam zestaw zmiennych i identyczną metodykę liczenia (np. taką samą miarę korzyści finansowych).

3.2.4. Zdyskontowany okres zwrotu

Uzupełnienie kalkulacji prostego okresu zwrotu stanowi zdyskontowany okres zwrotu, który uwzględnia fakt, że pieniądze zmieniają wartość w czasie. Zmiana (utrata) wartości pieniędzy w czasie oznacza, że np. 1 tys. zł dzisiaj ma inną (większą) wartość, niż 1 tys. zł za 5 lat (co ma szczególne znaczenie w okresach wysokiej inflacji i przy planowaniu inwestycji o długim horyzoncie czasowym). Mówimy w tym przypadku więc o wartości nominalnej (wyrażonej liczbą np. 1 tys. zł) i realnej, uwzględniającej zmianę siły nabywczej pieniędzy (realnie za 5 lat za 1 tys. zł można będzie kupić mniej niż dzisiaj). Zastosowanie rachunku dyskonta pozwala uwzględniać w kalkulacji opłacalności inwestycji fakt, że wartość realna pozyskiwanej w kolejnych latach nadwyżki pieniężnej (o ile taka wystąpi) wyrażonej określoną kwotą nominalną systematycznie będzie maleć. Zdyskontowany okres zwrotu oznacza zatem liczbę lat, przy której łączna wartość bieżąca nadwyżki pieniężnej (zaktualizowanych dodatnich przepływów pieniężnych netto) generowanej dzięki inwestycji przekroczy bieżącą wartość poniesionych nakładów inwestycyjnych. Określenie „bieżąca” albo „zaktualizowana” wartość oznacza, że wszystkie wpływy i wydatki (przychody i koszty) zostały „przeliczone” na określony moment w czasie (początek inwestycji). Warto też wyjaśnić, że w obliczeniach podkreśla się „dodatnie przepływy”, gdyż w przypadku ujemnych z góry wiadomo, że inwestycja nie może być opłacalna, więc dalsze obliczenia nie miałyby sensu. Wzór na zdyskontowany okres zwrotu przyjmuje więc postać:

$$DOZ = \frac{PVI}{\sum_{t=j}^n \frac{NCF}{(1+q)^t}}$$

gdzie:

DOZ – zdyskontowany okres zwrotu wyrażony w latach,

PVI – bieżąca wartość całkowitych nakładów inwestycyjnych,

NCF – zaktualizowana wartość dodatnich przepływów pieniężnych,
 q – stopa dyskontowa (procentowa),
 t – kolejny rok trwania (eksploatacji) instalacji.

Podobnie jak w przypadku prostego okresu zwrotu, otrzymany wynik nie ma interpretacji bezwzględnej i należy go porównać z wartością graniczną odzwierciedlającą oczekiwania inwestora lub odnieść do okresu zwrotu dla innych projektów (np. innych technologii OZE, o ile wybór taki jest możliwy).

Zarówno w kalkulacji zdyskontowanego okresu zwrotu, jak również w omawianej w kolejnym podrozdziale metodzie NPV bardzo duże znaczenie dla ostatecznego wyniku odgrywa założona stopa dyskontowa (procentowa). Stopa ta odzwierciedla („mierzy”) zjawisko zmiany wartości pieniędzy w czasie. Słowo dyskonto oznacza pomniejszanie jakiejś ustalonej wcześniej kwoty – w tym przypadku chodzi o pomniejszenie nominalnej kwoty pieniędzy o część odzwierciedlającą utratę wartości. Zakres zmian wartości pieniądza w czasie jest jednak dość trudny do ustalenia i może być różnie postrzegany przez różnych decydentów. Najczęściej jest utożsamiany ze zjawiskiem inflacji, której wyrazem jest wzrost cen towarów i usług w danym czasie. Wzrost ten może być jednak różnie doświadczany w zależności od struktury ponoszonych wydatków, stąd zastosowanie wskaźnika inflacji jako stopy dyskontowej w projektach inwestycyjnych nie zawsze będzie właściwym podejściem. Z punktu widzenia inwestora odpowiednim rozwiązaniem może być odniesienie się do innej możliwości inwestycyjnej obciążonej jedynie minimalnym ryzykiem (tzn. zamiast przeznaczyć środki na niepewną inwestycję w OZE, inwestor może zdeponować je w bezpieczny sposób). Taką możliwość dają np. obligacje skarbowe, stąd ich oprocentowanie może stanowić punkt wyjścia do ustalenia stopy dyskontowej dla rachunku opłacalności inwestycji (inwestując w OZE, inwestor traci potencjalne korzyści z bezpiecznej inwestycji w obligacje, stąd przyjęta do obliczeń stopa procentowa nie powinna być niższa niż procentowy zwrot z bezpiecznej alternatywy). Trzeba jednak zwrócić uwagę, że w rzeczywistości poziom ryzyka dla inwestycji w OZE jest znacznie wyższy niż w przypadku obligacji skarbowych czy też lokat bankowych, stąd kalkulując opłacalność inwestycji, inwestor powinien też uwzględnić w zakładanej stopie tzw. premię za ryzyko (inwestując w OZE, ponosi ryzyko, że inwestycja nie będzie jednak generować zakładanych korzyści, co powinno być dodatkowo „wynagrodzone” – w przeciwnym wypadku inwestor nie miałby zachęty do podjęcia się realizacji zadania o mniejszej „pewności sukcesu” za takie samo wynagrodzenie jak bezpieczna lokata). Ustalenie adekwatnej premii za ryzyko jest jednak trudne, stąd w praktyce jako podstawę oceny projektów przyjmuje się oprocentowanie innej, w miarę bezpiecznej alternatywy (np. lokaty bankowej czy obligacji skarbowych). Można powiedzieć, że spełnia to warunek minimum – jeśli szacowana inwestycja jest nieopłacalna na tym poziomie, to dalsze rozpatrywanie projektu OZE (przy przyjętych założeniach) nie ma uzasadnienia ekonomicznego.

3.2.5. Metoda wartości bieżącej netto (NPV)

Jedną z metod najczęściej wykorzystywanych w ocenie efektywności inwestycji jest metoda wartości bieżącej netto (NPV – *Net Present Value*). W przeciwieństwie do prostego i zdyskontowanego okresu zwrotu otrzymany w tej metodzie wynik jednoznacznie wskazuje, czy rozważana inwestycja (przy przyjętych założeniach) jest opłacalna czy też nie. Podobnie jak w przypadku zdyskontowanego okresu zwrotu cechą tego podejścia jest uwzględnienie czynnika czasu i sprowadzenie wszystkich przepływów do jednego momentu za pomocą rachunku dyskonta. Ujmując to bardziej precyzyjnie, w metodzie tej dążymy do ustalenia bieżącej (aktualnej) wartości

przyszłych korzyści finansowych i porównujemy je z wydatkami inwestycyjnymi. Zastosowanie rachunku dyskonta umożliwia pomniejszenie wartości przyszłych korzyści (w praktyce dodatnich przepływów pieniężnych) o kwotę odzwierciedlającą utratę wartości pieniądza w czasie, stąd otrzymany wynik ma charakter realny (a nie tylko nominalny, jak w prostych ocenach efektywności inwestycji). Metodę służącą obliczeniu NPV można przedstawić za pomocą następującej ogólnej formuły⁴.

$$NPV = PV - NI$$

gdzie:

PV (*present value*) – wartość bieżąca korzyści finansowych uzyskiwanych dzięki inwestycji,

NI – nakłady inwestycyjne.

W dokładniejszej formie powyższy wzór przyjmuje postać⁵:

$$NPV = - \left(\frac{NI_1}{1+q} + \frac{NI_2}{(1+q)^2} + \dots + \frac{NI_m}{(1+q)^m} \right) + \frac{CF_{m+1}}{(1+q)^{m+1}} + \frac{CF_{m+2}}{(1+q)^{m+2}} + \dots + \frac{CF_{m+n}}{(1+q)^{m+n}} + \frac{RV}{(1+q)^{m+n}}$$

gdzie:

NI_1 do NI_m – oznacza wydatki inwestycyjne w poszczególnych latach realizacji inwestycji – jeśli inwestycja przygotowana zostanie w ciągu jednego roku, wówczas jako pierwszy człon powyższego równania przyjmujemy nominalną sumę poniesionych wydatków inwestycyjnych (nie ma potrzeby dyskontowania),

CF_{m+1} do CF_{m+n} – przepływy pieniężne w kolejnych latach eksploatacji instalacji,

RV – wartość końcowa inwestycji,

m – liczba lat przygotowywania inwestycji (ponoszenia wydatków inwestycyjnych),

n – liczba planowanych lat eksploatacji instalacji,

q – przyjęta stopa dyskontowa.

Cały okres realizacji inwestycji (przygotowania instalacji) i jej późniejszej eksploatacji obejmuje więc zakres wyrażony przez „ $m + n$ ”. Wykorzystywany w powyższej formule wykładnik potęgi (m lub n) oznacza więc kolejny okres działalności (najczęściej kolejny rok – odpowiedniego przygotowywania i funkcjonowania instalacji). Jak można dostrzec, nominalna wartość przepływów pieniężnych jest w każdym kolejnym roku przemnażana przez współczynnik dyskonta określony

⁴ Ibidem.

⁵ Ibidem.

wyrażeniem: $\frac{1}{(1+q)^n}$; gdzie kolejny okres eksploatacji instalacji (i tym samym generowania przepływów pieniężnych) odzwierciedlony jest wykładnikiem potęgi (w zastosowanej formule n oznacza ostatni rok eksplantacji przy instalacji planowanej na 15 lat użytkowania wynosić będzie 15). Wspomniany współczynnik dyskonta umożliwia więc skorygowanie nominalnej kwoty przyszłych przepływów o utratę wartości pieniądza w czasie.

Jak wspomniano już wcześniej, zastosowane NPV umożliwia jednoznaczne stwierdzenie, czy planowana inwestycja jest opłacalna – wartość NPV wyższa od zera wskazuje na opłacalność przedsięwzięcia (przy przyjętych założeniach). Im wyższa wartość NPV , tym wyższy poziom opłacalności inwestycji. Oznacza to, że skumulowane przyszłe przepływy pieniężne (generowane dzięki danej instalacji) po uwzględnieniu spadku wartości pieniędzy w czasie są wyższe od poniesionych na początku wydatków inwestycyjnych.

3.2.6. Metoda wewnętrznej stopy zwrotu (IRR)

Z oceną opłacalności inwestycji metodą NPV ściśle związana jest metoda wewnętrznej stopy zwrotu IRR (*internal rate of return*). Wewnętrzna stopa zwrotu odzwierciedla taki poziom stopy procentowej, przy której NPV osiąga wartość zero. Oznacza to, że przy tej stopie procentowej inwestor nie osiąga realnych korzyści, ale jednocześnie nie ponosi też straty. Im wyższa jest wartość IRR względem stopy procentowej q przyjętej w obliczaniach NPV , tym bardziej opłacalna jest inwestycja. Warto podkreślić, że IRR odzwierciedla jednocześnie maksymalne dopuszczalne oprocentowanie kredytu (kapitału obcego), służącego sfinansowaniu wydatków inwestycyjnych. Jeśli kredyt zaciągnięty na sfinansowanie inwestycji oprocentowany byłby wyżej niż poziom IRR , oznaczałoby to, że inwestor więcej płaci za pożyczony kapitał, niż otrzymuje zwrotu z uruchomionego przedsięwzięcia, co podważałoby sens ekonomiczny takiej działalności. Wewnętrzna stopa zwrotu stanowi więc bezwzględne kryterium decyzyjne (jednoznacznie wskazuje na opłacalność lub jej brak), chociaż może być oczywiście dodatkowo porównana z oczekiwaną (graniczną) stopą zwrotu założoną przez inwestora. Decyzję o realizacji inwestycji podejmie on wówczas, gdy kalkulacja będzie wskazywać na osiągnięcie co najmniej założonego poziomu zwrotu. Im wyższa różnica między IRR a założoną wartością graniczną, tym większy margines bezpieczeństwa.

W przeciwieństwie do wyżej omówionych metod obliczenie wewnętrznej stopy zwrotu jest bardziej problematyczne i wymaga zastosowania podejścia, polegającego na kolejnych przybliżeniach (poszukiwania stopy %, przy której NPV zmienia się z dodatniego na ujemny). Alternatywą jest wykorzystanie gotowego arkusza kalkulacyjnego lub specjalnego kalkulatora finansowego z funkcją IRR . Formalny wzór na obliczenie wewnętrznej stopy zwrotu można wyrazić w następujący sposób:

$$IRR = d1 + \frac{P_NPV \times (d2 - d1)}{P_NPV + |NNPV|}$$

gdzie:

IRR – wewnętrzna stopa zwrotu,

d1 – stopa procentowa, przy której NPV jest bliskie zera, ale dodatnie,

P_NPV – wartość NPV (dodatnie) przy stopie *d1*,

d2 – stopa procentowa, przy której NPV jest bliskie zera, ale ujemne.

N_NPV – wartość NPV (ujemne) przy stopie *d2*.

Ustalenie wartości *d1* oraz *d2* wymaga zidentyfikowania (poprzez kolejne przybliżenia) poziomu stopy, przy którym NPV zmienia się z dodatniego na ujemny.

3.2.7. Uśredniony koszt wytwarzania energii *LCOE* (*levelized cost of electricity / energy*)

LCOE oznacza uśredniony jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej z danego źródła, na który składają się wszystkie koszty ponoszone w całym okresie eksploatacji tego źródła⁶. Miara ta w polskiej literaturze przedmiotu jest spotykana również pod nazwą „wyrównanego kosztu energii”, „poziomowego kosztu energii”, „równoważnego kosztu energii”, „rozłożonego kosztu energii”. Określenie „uśredniony” oznacza w tym przypadku, że jest to średni koszt produkcji energii w całym okresie istnienia danej instalacji czy zakładu (w rzeczywistości koszty te mogą się różnić w różnych okresach eksploatacji danego źródła energii). *LCOE* stanowi wskaźnik, który obejmuje wartość wszystkich nakładów inwestycyjnych oraz kosztów ponoszonych w całym cyklu życia (w uproszczeniu w całym okresie eksploatacji) danej instalacji w przeliczeniu na jednostkę wyprodukowanej energii. W uproszczeniu *LCOE* można opisać za pomocą ogólnego wzoru wyrażającego ideę stosowanego podejścia:

$$LCOE = \frac{\text{suma kosztów w całym cyklu życia instalacji}}{\text{suma wyprodukowanej energii w cyklu życia instalacji}}$$

Przedstawiona wyżej formuła nie uwzględnia jednak zmian wartości pieniądza w czasie, stąd odzwierciedla jedynie ogólne założenie omawianego rachunku. W rzeczywistości metodyka liczenia *LCOE*, podobnie jak metodyka *NPV* i *IRR*, obejmuje zmiany wartości pieniądza w czasie, stąd mówimy w tym przypadku o kosztach zdyskontowanych⁷. Oznacza to, że wszystkie nakłady inwestycyjne,

⁶ D. Mrowiec, *Jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej (LCOE) jako wskaźnik porównawczy kosztów produkcji różnych źródeł*, „Energetyka” 2019, t. 2.

⁷ OECD i NEA. Całkowity koszt zapewnienia energii elektrycznej, „NEA: 2018, nr 7298, oe.cd/2fy.

koszty eksploatacyjne, koszty ewentualnej likwidacji źródła energii, jak też wszystkie efekty produkcyjne sprowadzane są do wspólnego momentu w czasie⁸. Pełny wzór na obliczenie LCOE ma zatem postać⁹.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^N \frac{(I_t + M_t)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^N \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

gdzie:

LCOE – „uśredniony (rozłożony w czasie) koszt produkcji energii” – koszt produkcji energii w cyklu życia (zł/kWh),

I_t – nakłady inwestycyjne w t – tym roku,

M_t – koszty eksploatacyjne oraz koszty finansowe kredytu w t – tym roku,

E_t – produkcja energii elektrycznej w t – tym roku,

r – stopa procentowa.

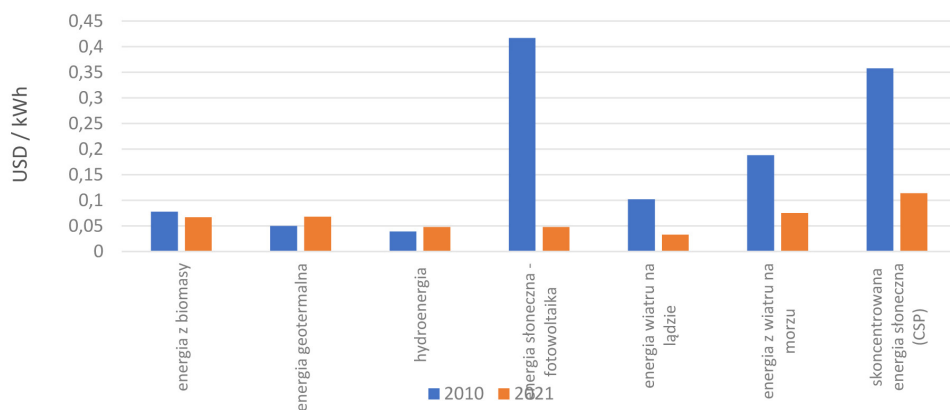
Podobnie jak w przypadku *NPV* o ostatecznym wyniku decyduje nie tylko struktura i wysokość ponoszonych nakładów i kosztów, ale również stopa procentowa odzwierciedlająca zmianę wartości pieniądza w czasie i przyjęty w obliczeniach okres eksploatacji danego źródła energii. W przeciwieństwie do wcześniej omawianych metod *LCOE* nie wskazuje jednoznacznie na opłacalność inwestycji, gdyż uwzględnia tylko łączne zdyskontowane koszty wytwarzania energii (nie obejmuje przychodów). Przydatność tego rachunku przejawia się przede wszystkim w możliwości porównania jednostkowych kosztów dla różnych źródeł energii lub różnych rozwiązań technologicznych. Co do zasady, im niższy wskaźnik *LCOE* (koszt), tym dana inwestycja powinna być bardziej opłacalna. Taki sposób wnioskowania z punktu widzenia pojedynczego inwestora jest jednak niekompletny, gdyż różne źródła energii mogą korzystać z różnego poziomu wsparcia finansowego w okresie eksploatacji instalacji, a wówczas różnice w opłacalności wynikać będą nie tylko z różnych kosztów i nakładów inwestycyjnych, ale także z różnego dofinansowania. Warto zauważyć, że *LCOE* może być stosowane przez decydentów politycznych właśnie do ustalania zasad wsparcia dla różnych OZE (kierowania większego wsparcia do technologii bardziej kosztochłonnych, o ile rozwój tych technologii jest z jakiś względów pożądany). *LCOE* służy także do porównywania zmian poziomu kosztów produkcji energii w czasie. Można zaobserwować, że szczególnie wysokie koszty produkcji dotyczą technologii, względnie nowych technologii – w miarę rozwoju i upowszechniania danego rozwiązania

⁸ J. Paska, *Metodyka oceny kosztów wytwarzania energii elektrycznej*, „Rynek Energii” 2012, nr 2(00) – 2012.

⁹ IRENA (International Renewable Energy Agency) 2022: Renewable Power Generation Costs in 2021 – <https://irena.org/publications/2022/Jul/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2021>

nia koszty zazwyczaj znacząco maleją, co ma związek z tzw. krzywymi uczenia się. Upowszechnianie się danej technologii sprawia, że na rynku jest więcej dostawców urządzeń, wiedza o dostępnych rozwiązaniach staje się łatwiej dostępna, jednostkowe koszty produkcji urządzeń maleją, czego efektem jest następnie obniżanie się kosztów produkcji energii w danych technologiach OZE. Ilustracją tego zjawiska stanowi porównanie między rokiem 2010 a 2021 uśrednionych w skali globalnej kosztów produkcji energii (*LCOE*) w różnych technologiach jej wytwarzania (dla nowo uruchamianych instalacji) (Rysunek 4). Oczywiście istnieją pod tym względem znaczące różnice między różnymi miejscami świata czy też między konkretnymi projektami (szczególnie o różnej skali produkcji). Niemniej zaprezentowane dane jednoznacznie ilustrują trendy w zmianach kosztów produkcji, jakie dokonały się w ostatnich kilkunastu latach. Warto jednak dodać, że w przypadku bardziej „dojrzałych” technologii, np. energii wodnej, zjawisko spadku kosztów już nie występuje (a nawet można obserwować wzrost wynikający z ogólnego wzrostu cen).

Rysunek 4. Porównanie uśrednionych w skali świata kosztów *LCOE* między 2010 a 2021 rokiem (w dolarach US za 1 kWh dla różnych technologii OZE w roku uruchamiania instalacji).



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych IRENA 2022.

Z przyczyn obiektywnych wartości *LCOE* publikowane przez Międzynarodową Agencję Energii Odnawialnej (*International Renewable Energy Agency – IRENA*) nie mogą być traktowane jako odpowiedź na pytanie o opłacalność konkretnego projektu, niemniej ilustrują pewne globalne trendy, które w znacznym stopniu przekładają się też na uwarunkowania krajowe, a w konsekwencji warunki realizacji konkretnych przedsięwzięć inwestycyjnych.

3.2.8. Kalkulacje opłacalności inwestycji w OZE – przykłady

Jak wskazywano już we wcześniejszych fragmentach opracowania, opłacalność lub brak opłacalności inwestycji w OZE zależy zarówno od poziomu przychodów, jak również od skali wydatków inwestycyjnych i kosztów eksploatacyjnych. Zarówno warunki po stronie przychodowej, jak i kosztowej (wydatkowej) determinowane są szeregiem czynników, stąd trudno jednoznacznie rozstrzygnąć, że inwestycje w dane źródło energii są bezwzględnie opłacalne lub nieopłacalne (choć oczywiście są sytuacje, w których z dużym przekonaniem można stwierdzić brak opłacalności dla typowych warunków inwestycyjnych). Trudność w ocenie opłacalności inwestycji w OZE wynika także z faktu, że większość tego typu technologii korzysta ze wsparcia finansowego środkami publicznymi, którego zasady podlegają dość częstym zmianom, wynikającymi zarówno z obiektywnych potrzeb wsparcia, jak i bieżących priorytetów polityki energetyczno-klimatycznej. Co do zasady, produkcja energii w OZE jest droższa w początkowych fazach rozwoju danej technologii, co odzwierciedlają międzynarodowe statystyki ilustrujące poziom *LCOE* (o których była mowa w poprzedniej sekcji). Zasady polityki energetycznej wpływać mogą na opłacalność zarówno poprzez oddziaływanie na poziom przychodów (ceny energii, subwencje w okresie eksploatacji), jak również poprzez oddziaływanie na poziom wydatków inwestycyjnych (różnego rodzaju dopłaty na etapie inwestycji), jak też na poziom kosztów (np. ulgi w czynszu, obciążeniach podatkowych, kosztach odsetek itd.). W tym kontekście istotne znaczenie ma też skala przedsięwzięcia (mikroinstalacja, mała instalacja, duża instalacja) i charakter inwestora – inne regulacje dotyczą podmiotów, które występują w roli prosumenta i spełniają definicję mikroinstalacji, a inne w pozostałych przypadkach. Rozważając inwestycję w OZE, należy zatem rozpoznać, jakie są aktualne możliwości w zakresie wsparcia finansowego, bo jest to jeden z kluczowych czynników, wpływających na opłacalność inwestycji w OZE.

Następną bardzo istotną kwestią jest przeznaczenie (sposób zagospodarowania) wytwarzanej energii. W uproszczeniu są tu możliwe dwie ścieżki, które mogą istotnie determinować opłacalność całego przedsięwzięcia, tj. produkcja energii na własne potrzeby lub na sprzedaż (jak i różne warianty pośrednie). Produkcja na własne potrzeby (do wykorzystania w innych procesach produkcyjnych czy usługowych) oznacza, że przedsiębiorstwo (organizacja) eliminuje potrzebę zakupu energii z zewnątrz. Przedsiębiorstwo ukierunkowane na produkcję energii na sprzedaż jest uzależnione od cen, jakie może uzyskać na rynku. Ceny sprzedaży i zakupu energii mogą się istotnie różnić, stąd kierunek zagospodarowania energii może mieć istotne znaczenie dla oceny opłacalności. Ogromny wpływ na opłacalność ma oczywiście sama cena energii, która w 2022 roku osiągnęła rekordowe poziomy [URE 2022] – generalnie można przyjąć, że im wyższe rynkowe ceny energii, tym opłacalność inwestycji w OZE jest większa.

Kolejnym elementem, mogącym istotnie wpływać na opłacalność inwestycji w OZE, jest dostępność zasobów ziemi (i innej infrastruktury oraz konieczność zakupu lub ponoszenia kosztów dzierżawy). Oprócz tego właściwie każdy rodzaj OZE ma wiele specyficznych uwarunkowań (np. efektywność systemu), które mogą znacząco różnicować poziom opłacalności (niektóre z nich zostaną wspomniane przy analizie konkretnych przykładów OZE). Ze względu na powyższe uwarunkowania przedstawione poniżej kalkulacje należy traktować jako ilustracje zastosowania omówionych metod oceny efektywności, mając na uwadze, że sytuacja w przypadku konkretnego projektu może istotnie różnić się od przedstawionych wyników.

Przykład 1. Instalacja fotowoltaiczna

W porównaniu do wielu innych OZE inwestycja, polegająca na budowie farmy fotowoltaicznej, może być uznana za jedno z prostszych przedsięwzięć. W uproszczeniu polega ona na montażu gotowych urządzeń na dachach budynków lub bezpośrednio na powierzchni ziemi z wykorzystaniem specjalnych konstrukcji. Na budowę elektrowni fotowoltaicznej o mocy 1 MWp (megawatopik) trzeba przeznaczyć około 2 ha ziemi – przy czym wskazane jest, aby były to gleby raczej słabej jakości (IV lub słabsze), tak aby nie wyłączać z produkcji rolnej gruntów o wysokiej przydatności do produkcji żywności. W Tabeli 1 przedstawiono informację o podstawowych założeniach dotyczących parametrów produkcyjnych, natomiast w Tabeli 2 wyniki oceny opłacalności inwestycji z wykorzystaniem omówionych wcześniej metod dla dwóch wariantów cen sprzedawanej energii. Z analizy wynika, że w każdym z wariantów cenowych suma dodatnich przepływów pieniężnych (będąca miarą osiągniętych korzyści) jest wyższa niż suma założonych początkowych wydatków inwestycyjnych. Sprawia to, że prosty okres zwrotu jest nawet w wariantcie niższej ceny krótszy niż założony okres eksploatacji, jednak przyjmując jako podstawę wnioskowania metody dynamiczne, należy stwierdzić, że w wariantcie niższej ceny nie uda się odzyskać poniesionych nakładów w założonym czasie (przy przyjętych parametrach inwestycji). Konsekwencją tego jest ujemne *NPV* i wewnętrzna stopa zwrotu (*IRR*) niższa niż założona stopa dyskontowa, co oznacza, że w danych warunkach inwestycja nie miałaby uzasadnienia ekonomicznego. Inaczej sytuacja wygląda przy drugim wariantcie cenowym, gdzie zarówno prosty, jak i zdyskontowany okres zwrotu wskazują na dość szybkie odzyskanie zainwestowanych środków. *NPV* jest w tym przypadku wyraźnie dodatnie, a *IRR* znacznie większe niż przyjęta w obliczeniach stopa dyskontowa, co wskazuje na wysoką opłacalność inwestycji. Trzeba jednak mieć na uwadze, że założony poziom ceny odzwierciedla bardzo nietypowe warunki, w których trudno prognozować o możliwych kierunkach zmian cen w przyszłości. Jednocześnie trzeba mieć na uwadze, że przyjęta w pierwszym wariantcie cena referencyjna jest wyższa niż ceny, jakie ustalono jeszcze do niedawna w ramach rozstrzygnięć aukcji OZE.

Tabela 4. Podstawowe założenia dla inwestycji w farmę fotowoltaiczną

Rodzaj parametru		Wartość parametru	Uwagi
Zakładana moc instalacji		1MWp	Instalacja duża
Szacunkowa wartość nakładów inwestycyjnych (z budową przyłącza)		3000 tys. zł	Przy założeniu dysponowania własną działką
Poziom dofinansowania		0	W systemie aukcyjnym wsparcie ogranicza się do gwarancji ceny
Zakładany okres eksploatacji instalacji		15 lat	Założenie na podstawie okresu gwarancji ceny w systemie aukcyjnym. Dla uproszczenia pominięto wartość rezydualną instalacji.
Średnioroczne roczne koszty eksploatacyjne		70 tys. zł	Monitoring, konserwacja itp.
Średnioroczna produkcja energii w zakładanym okresie eksploatacji		958 [MWh/rok]	Przy założeniu wydajności na poziomie 1MWh/1MWp i spadku sprawności modułów o 1% rocznie (odpowiada raczej scenariuszowi pesymistycznemu)
Cena energii	wariant 1	340 zł/MWh	Poziom ceny referencyjnej w aukcjach dla OZE – fotowoltaika na 2022 r.
	wariant 2	863 zł/MWh	Średnia dobowa cena rynkowa na giełdzie w połowie września 2022 r.
Średnia wartość sprzedaży (przychody)	wariant 1	325,7 tys. zł	Założono, że cała wytworzona energia jest sprzedawana
	wariant 2	826,7 tys. zł	
Stopa dyskontowa	6,85%		Założenie na podstawie stopy dyskontowej weksli NBP (wg stanu na wrzesień 2022 r.)

Źródło: Opracowanie własne.

Tabela 5. Ocena opłacalności inwestycji w farmę fotowoltaiczną z ilustracją rachunku przepływów pieniężnych

Rok inwestycji	Szacunkowa produkcja w poszczególnych latach trwania inwestycji [MWh/rok]	Przepływy pieniężne netto			
		wariant cenowy 1		wariant cenowy 2	
		wartość nominalna	wartość zdyskontowana (realna)	wartość nominalna	wartość zdyskontowana (realna)
		tys. zł			
Rok 0	0	-3000	-3000	-3000	-3000
rok 1	1000	270,0	253	793,0	742
rok 2	994	268,0	235	787,8	690
rok 3	988	265,9	218	782,6	642
rok 4	982	263,9	202	777,5	596

rok 5	976	261,8	188	772,3	555
rok 6	970	259,8	175	767,1	515
rok 7	964	257,8	162	761,9	479
rok 8	958	255,7	151	756,8	445
rok 9	952	253,7	140	751,6	414
rok 10	946	251,6	130	746,4	385
rok 11	940	249,6	120	741,2	358
rok 12	934	247,6	112	736,0	332
rok 13	928	245,5	104	730,9	309
rok 14	922	243,5	96	725,7	287
rok 15	916	241,4	89	720,5	267
Suma dodatnich przepływów pieniężnych (lata 1–15)		3836	2374	11351	7016
Prosty okres zwrotu [lata]:		11,7		4,0	
Zdyskontowany okres zwrotu [lata]		19,0		6,4	
NPV [tys. zł]		-625,9		4016,2	
IRR [%]		3,3%		24,9%	

Źródło: Obliczenia własne.

Przykład 2. Farma wiatrowa

Farmy wiatrowe stanowią również istotne źródło energii odnawialnej, jak instalacje fotowoltaiczne. Według europejskiego stowarzyszenia *Wind Europe* w ostatnich latach nastąpiło obniżenie nakładów inwestycyjnych i przeciętnie dla inwestycji zaplanowanych w 2021 roku (do uruchomienia w 2022 roku) szacunkowy poziom wydatków inwestycyjnych dla elektrowni budowanych na lądzie wyniósł około 1,3 mln euro za 1 MW (megawat) instalowanej mocy¹⁰. W 2015 roku było to natomiast około 1,9 mln euro, co wskazuje, że nakłady inwestycyjne w tym wypadku wyraźnie zmniejszają się. Niestety w przypadku Polski spadek ten został w dużym stopniu zniwelowany wzrostem kursu euro (choć wskazywany poziom był nieco niższy niż przeciętnie w Europie i oszacowany został na 1,2 mln euro/MW). Eksperti *Wind Europe* szacują, że wobec globalnego wzrostu cen surowców nie należy oczekiwać dalszego spadku wartości nakładów inwestycyjnych (a raczej ich wzrostu). Warto też zauważyć, że koszty budowy farm morskich są przeciętnie około 3 razy wyższe niż farm lądowych. Szacunkową kalkulację opłacalności dla farmy wiatrowej zamieszczono w Tabeli 5 (w Tabeli 6 przedstawiono podstawowe założenia przyjęte do kalkulacji opłacalności).

¹⁰ <https://www.gramwzielone.pl/energia-wiatrowa/107842/ile-kosztuje-budowa-farmy-wiatrowej>

Tabela 6. Podstawowe założenia dla inwestycji w farmę wiatrową

Rodzaj parametru		Wartość parametru	Uwagi
Zakładana moc instalacji		30 [MW]	10 turbin
Szacunkowa wartość nakładów inwestycyjnych (z budową przyłącza)		187 200 tys. zł	Przy założeniu łącznych nakładów inwestycyjnych na poziomie 1,3 mln euro/ MW i kursie wymiany na poziomie 4,7 zł/euro
W tym:			Udział poszczególnych składowych w strukturze wydatków przyjęto na podstawie opracowania: Gnatowska R., Wąs A. 2015: Analiza opłacalności inwestycji w produkcję energii ze źródeł odnawialnych na przykładzie farmy wiatrowej przy założeniu wsparcia rządu dla „zielonej energii”.
zakup turbin		134 784,0 tys. zł	
prace projektowe i przygotowawcze		9627,4 tys. zł	
koszty przyłączenia itp.		19 254,9 tys. zł	
prace ziemne/fundamenty		12 836,6 tys. zł	
infrastruktura drogowa		10 697,1 tys. zł	
Poziom dofinansowania		0	W systemie aukcyjnym wsparcie ogranicza się do gwarancji ceny
Zakładany okres eksploatacji instalacji		15 lat	Założenie na podstawie okresu gwarancji ceny w systemie aukcyjnym. Dla uproszczenia pominięto wartość rezydualną instalacji
Koszty eksploatacyjne (konserwacja, naprawy, ubezpieczenie, obsługa itp.)		5348,6 tys. zł	Przyjęto na poziomie 3% wartości inwestycji
Średnioroczna produkcja energii [GWh]		77 [GWh]	Przy założeniu wydajności 2,56 GWh/ MW zainstalowanej mocy (wydajność 1 turbiny o mocy 3 MW na poziomie 7,7 GWh/rok przy średniej prędkości wiatru na poziomie (6 m/s)
Cena energii	wariant 1	270 zł/MWh	Poziom ceny referencyjnej w aukcjach dla OZE – fotowoltaika na 2022 r.
	wariant 2	863 zł/MWh	Średnia dobowo cena rynkowa na giełdzie w połowie września 2022 r.
Średnia wartość sprzedaży (przychody)	wariant 1	20 790 tys. zł/rok	Założono, że cała wytworzona energia jest sprzedawana
	wariant 2	66 451 tys. zł/rok	
Założona stopa dyskontowa (do rachunku uwzględniającego zmianę wartości pieniądza w czasie).		6,85%	Założenie na podstawie stopy dyskontowej weksli NBP (wg stanu wrzesień 2022 r.)

Źródło: Opracowania własne.

Tabela 7. Ocena opłacalności inwestycji w farmę wiatrową z ilustracją rachunku przepływów pieniężnych

Rok inwestycji	Szacunkowa produkcja w poszczególnych latach trwania inwestycji [MWh/rok]	Przepływy pieniężne netto			
		wariant cenowy 1		wariant cenowy 2	
		wartość nominalna	wartość zdyskontowana (realna)	wartość nominalna	wartość zdyskontowana (realna)
		tys. zł			
Rok 0	0	-187200	-187200	-187200	-187200
rok 1	77000	15441,4	14452	61102,4	57185
rok 2	77000	15441,4	13525	61102,4	53519
rok 3	77000	15441,4	12658	61102,4	50088
rok 4	77000	15441,4	11846	61102,4	46877
rok 5	77000	15441,4	11087	61102,4	43872
rok 6	77000	15441,4	10376	61102,4	41059
rok 7	77000	15441,4	9711	61102,4	38427
rok 8	77000	15441,4	9088	61102,4	35964
rok 9	77000	15441,4	8506	61102,4	33658
rok 10	77000	15441,4	7961	61102,4	31500
rok 11	77000	15441,4	7450	61102,4	29481
rok 12	77000	15441,4	6973	61102,4	27591
rok 13	77000	15441,4	6526	61102,4	25822
rok 14	77000	15441,4	6107	61102,4	24167
rok 15	77000	15441,4	5716	61 102,4	22617
Suma dodatnich przepływów pieniężnych (lata 1–15)		231621	141981	916536	561827
Prosty okres zwrotu [lata]:		12,1		3,1	
Zdyskontowany okres zwrotu [lata]		19,8		5,0	
NPV [tys. zł]		-45218,6		374626,8	
IRR [%]		2,8%		32,1%	

Źródło: Opracowania własne.

Przykład 3. Biogazownia rolnicza

Proces inwestycji w biogazownię (rolniczą i nierolniczą) jest dość złożony a sama instalacja, w przeciwieństwie do innych OZE, wymaga ciągłego zaopatrywania substratami i ścisłej kontroli procesu produkcyjnego, co jest źródłem znaczących kosztów (nie tylko na początku inwestycji, ale także w kolejnych latach eksploatacji). Konieczność bieżącego zakupu substratów stanowi dodatkowy czynnik ryzyka wynikający zarówno z wahań cen, jak i dostępności substratów. Problem ten ma mniejsze znaczenie w przypadku biogazowni rolniczych, o ile ich skala produkcji odpowiada ilości substratów dostarczanych przez przedsiębiorstwo (gospodarstwo) rolne (choć ze względu na konieczność zachowania proporcji składników

niezbędny może być dodatek substratów z zakupu – często dodatkiem jest np. kiszonka z kukurydzy, chociaż jej stosowanie do produkcji biogazu jest dyskusyjne ze względu na fakt, iż działanie takie stanowi konkurencję dla produkcji żywności). W przeciwieństwie do innych OZE, biogazownie (rolnicze i nierolnicze) umożliwiają (przynajmniej w ujęciu technicznym) wdrożenie różnych sposobów zagospodarowania wytwarzanego biogazu – może tu być brane pod uwagę najczęściej stosowane rozwiązanie polegające na spalaniu biogazu w agregatach kogeneracyjnych (CHP) wytwarzających energię elektryczną i ciepłą, zastosowanie biogazu do zasilania pojazdów, czy też uszlachetnianie do formy biometanu. Wybór sposobu zagospodarowania może w dużym stopniu różnicować opłacalność produkcji biogazu. W przedstawionej kalkulacji jako podstawę założeń przyjęto tradycyjne rozwiązanie bazujące na agregacie CHP i sprzedaży energii elektrycznej (należy jednak mieć na uwadze, że zestaw możliwych rozwiązań i ich kombinacji jest znacznie szerszy). Przekładową kalkulację dla biogazowni rolniczej zamieszczono w Tabeli 8 (a w Tabeli 9 przyjęte założenia).

Tabela 8. Podstawowe założenia dla inwestycji w biogazownię rolniczą

Rodzaj parametru	Wartość parametru	Uwagi
Zakładana moc instalacji	200kW	200 kW wyznacza granicę między małą a dużą instalacją
Szacunkowa wartość nakładów inwestycyjnych	4500 tys.	Nakłady inwestycyjne w przypadku mniejszych instalacji są wyższe w przeliczeniu na jednostkę mocy niż w dużych instalacjach. Ze względu na stopień złożoności inwestycja w biogazownię rolniczą jest bardziej kapitałochłonna niż w wielu innych OZE
Produkcja energii elektrycznej netto	1341 MWh	Po odliczeniu energii zużytej na procesy technologiczne
Produkcja energii cieplnej netto	3,3 GJ (giga dżuli)	W kalkulacji założono, że nadwyżka energii cieplnej ponad potrzeby samej biogazowni jest tracona (co obniża sprawność całej instalacji)
Substraty	Główny: obornik i gnojowica od krów (545 sztuk dużych)	Przeciętnie 1 sztuka duża bydła (odpowiednik 1 krowy) dostarcza ok. 10 ton gnojowicy i obornika
	Kosubstrat: 2130 tony kiszonki z kukurydzy	Dodatek kiszonki z kukurydzy założono na poziomie zapewniającym 11,5% suchej masy w masie substratu
Poziom dofinansowania	0	W systemie aukcyjnym wsparcie ogranicza się do gwarancji ceny
Zakładany okres eksploatacji instalacji	15 lat	Założenie na podstawie okresu gwarancji ceny w systemie aukcyjnym. Dla uproszczenia pominięto wartość rezydualną instalacji.

Koszty eksploatacyjne bez zakupu kosubstratów (konserwacja, naprawy, ubezpieczenie, obsługa itp.)	157,5 tys. zł	Przyjęto na poziomie 3,5% wartości inwestycji	
Koszt kosubstratu	426 tys. zł	Założono koszty produkcji kiszonki na poziomie 200 zł/tonę	
Cena energii	wariant 1	760 zł/MWh	Poziom ceny referencyjnej w aukcjach dla OZE – biogaz rolniczy na 2022 rok
	wariant 2	863 zł/MWh	Średnia dobową cenę rynkową na giełdzie w połowie września 2022
Średnia wartość sprzedaży (przychody)	wariant 1	1019,2 MWh	Założono, że cała wytworzona energia jest sprzedawana
	wariant 2	1157,3 MWh	
Założona stopa dyskontowa (do rachunku uwzględniającego zmianę wartości pieniądza w czasie).	6,85%	Założenie na podstawie stopy dyskontowej wksli NBP (wg. stanu wrzesień 2022)	

Źródło: Opracowania własne.

Tabela 9. Ocena opłacalności inwestycji w biogazownię rolniczą z ilustracją rachunku przepływów pieniężnych

Rok inwestycji	Szacunkowa produkcja w poszczególnych latach trwania inwestycji [MWh/rok]	Przepływy pieniężne netto			
		wariant cenowy 1		wariant cenowy 2	
		wartość nominalna	wartość zdyskontowana (realna)	wartość nominalna	wartość zdyskontowana (realna)
		tys. zł			
Rok 0		-4500	-4500	-4500	-4500
rok 1	1341	435,7	408	573,8	537
rok 2	1341	435,7	382	573,8	503
rok 3	1341	435,7	357	573,8	470
rok 4	1341	435,7	334	573,8	440
rok 5	1341	435,7	313	573,8	412
rok 6	1341	435,7	293	573,8	386
rok 7	1341	435,7	274	573,8	361
rok 8	1341	435,7	256	573,8	338
rok 9	1341	435,7	240	573,8	316
rok 10	1341	435,7	225	573,8	296
rok 11	1341	435,7	210	573,8	277
rok 12	1341	435,7	197	573,8	259
rok 13	1341	435,7	184	573,8	242
rok 14	1341	435,7	172	573,8	227
rok 15	1341	435,7	161	573,8	212

Suma dodatnich przepływów pieniężnych (lata 1-15)	6535	4006	8607	5276
Prosty okres zwrotu [lata]:	10,3		7,8	
Zdyskontowany okres zwrotu [lata]	16,9		12,8	
<i>NPV</i> [tys. zł]	-494,2		775,8	
<i>IRR</i> [%]	5,1%		9,5%	

Źródło: Obliczenia własne.

Podobnie jak w przypadku poprzednio analizowanych przykładów inwestycji w OZE, tak i w przypadku biogazowni kluczowe znaczenie dla ostatecznej oceny ma przyjęty poziom cen. Warto zwrócić uwagę, że ceny referencyjne dla biogazu rolniczego są wyraźnie wyższe niż dla wcześniej omawianych źródeł energii, co ma rekompensować wyższe nakłady inwestycyjne i koszty funkcjonowania biogazowni. W efekcie można zauważyć, że w wariancie ceny referencyjnej (wariant 1) wyniki oceny opłacalności inwestycji są zbliżone do wyników dla innych źródeł OZE. W przypadku drugiego wariantu cenowego opłacalność inwestycji jest mniejsza niż wczesniej analizowanych przypadków OZE, co wynika z faktu, iż założona wyższa cena nie rekompensuje w takim stopniu jak poprzednio wyższych nakładów i kosztów (w porównaniu do innych OZE biogazownie muszą być w trybie ciągłym zapatrywane substratami, co generuje dodatkowe koszty). Duże znaczenie dla opłacalności inwestycji w biogazownie ma sposób pozyskiwania substratów. W zależności od modelu działania, biogazownia może utylizować odpady z innej działalności (w taki sposób mogą działać biogazownie rolnicze) lub może kupować substraty z innych przedsiębiorstw. W przypadku biogazowni rolniczych najtańszą opcją jest wykorzystanie obornika/gnojowicy z działu produkcji zwierzęcej – ze względów technologicznych wymagany zazwyczaj jest też dodatek substratów wysokoenergetycznych (często dodawano kiszonkę z kukurydzy, co jednak jest rozwiązaniem drogim i dyskusyjnym z punktu widzenia racjonalnej gospodarki rolnej). Istotną kwestią jest również sposób zagospodarowania nie tylko energii elektrycznej, ale również energii cieplnej i pofermentu. W sytuacji, w której nie ma możliwości sprzedaży lub wykorzystania do własnej produkcji energii cieplnej, łączne korzyści będą mniejsze od potencjalnie możliwych, co obniża opłacalność przedsięwzięcia (taką sytuację ilustruje przedstawiony przykład, co sprawia, że można go uznać za przypadek dość pesymistyczny).

3.2.9. Biznesplan – założenia i konstrukcja dla inwestycji w OZE

Przedstawione powyżej przykłady oceny opłacalności stanowią ważny, ale nie jedyny element, który należy uwzględnić przy podejmowaniu decyzji o inwestycji w jakiegokolwiek OZE. Należy pamiętać, że proces inwestycyjny obejmować

może m.in. uzyskanie pozwolenia na budowę, ustalenie warunków przyłączeniowych, ewentualne uzyskanie decyzji środowiskowej (w zależności od lokalizacji, powierzchni zabudowy i mocy instalacji) czy też uzyskanie koncesji na sprzedaż energii wydawanej przez Urząd Regulacji Energetyki (w zależności od mocy instalacji), jak też podjęcie decyzji o sposobie zagospodarowania produkowanej energii i ustalenie jej odbiorcy. Decyzje dotyczące wspomnianych wyżej (jak również innych aspektów inwestycji) powinny stanowić element szczegółowego opracowania określanego mianem „biznesplanu”. Opracowanie takie stanowi usystematyzowaną i kompleksową analizę projektowanych przedsięwzięć, która obejmuje wszelkie aspekty planowanych zamierzeń – przede wszystkim kalkulowanych skutków finansowych¹¹.

Biznesplan dotyczy konkretnego projektu i opracowywany jest po przyjęciu konkretnych założeń, jednak może być poprzedzony „studium wykonalności” na etapie, gdy mogą być prowadzone rozważania różnych wariantów, z których ostatecznie jeden wybrany stanowić będzie przedmiot szczegółowej analizy w ramach biznesplanu. Głównym odbiorcą biznesplanu może być sam inwestor, ale także różne instytucje zewnętrzne, np. bank lub podmiot publiczny, udzielający wsparcia finansowego. W drugiej z wymienianych sytuacji otrzymanie kredytu lub pomocy finansowej uzależnione może być od tego, czy informacje zawarte w biznesplanie w wiarygodny sposób dokumentują ekonomiczny sens przedsięwzięcia. Z punktu widzenia inwestora sporządzenie biznesplanu ułatwia wykrycie błędów w przyjętych założeniach, pogłębienie wiedzy o planowanym przedsięwzięciu, ułatwienie kontroli nad jego poszczególnymi etapami, jak też buduje przekonanie co do słuszności podjętej decyzji.

Pomimo że nie istnieje jeden określony wzór biznesplanu, to niezależnie od rodzaju inwestycji w jego strukturze powinny zostać omówione takie elementy jak¹²:

- 1) cel i zadania przedsiębiorstwa planującego inwestycję w OZE,
- 2) charakterystyka przedsiębiorstwa,
- 3) opis przedsięwzięcia/biznesu,
- 4) charakterystyka procesów produkcyjnych,
- 5) charakterystyka rynku i planowanych działań w zakresie sprzedaży,
- 6) analiza słabych i mocnych stron oraz szans i zagrożeń (analiza SWOT),
- 7) plan finansowy.

W zależności od potrzeb każdy ze wskazanych punktów może zostać opisany mniej lub bardziej dokładnie.

Ad. 1). „*Cel i zadania*” – w tej sekcji powinny zostać przedstawione cele przedsiębiorstwa, jak również powinien zostać wyjaśniony cel sporządzenia biznesplanu.

¹¹ A., Nabradi, E. Majewski, G. Robertson, *Biznes Plan. Podręcznik dla sieci programów MBA*, „Zarządzanie w Agrobiznesie” pod patronatem Międzynarodowego Zarządu MBA. SGGW, Warszawa 2006.

¹² Ibidem.

Najbardziej ogólnym celem przedsiębiorstwa jest jego misja, która powinna komunikować otoczeniu, czym jest i czym zajmuje się firma i co ją wyróżnia od innych podmiotów prowadzących ten sam rodzaj działalności. Dla przedsiębiorstwa energetycznego ogólnym celem działania jest produkcja energii, jednak w OZE inwestować mogą także inne podmioty, które zajmują się inną działalnością, a wytwarzaną energię planują zużywać na własne potrzeby. Ogólnie sformułowana misja powinna przekładać się na bardziej konkretne cele, przedstawiające długo- i krótkoterminowe zamierzenia firmy postrzegane w kategoriach prowadzonego biznesu (oczekiwana pozycja na rynku, poziom produkcji i sprzedaży itd.). Konstruując biznesplan należy pamiętać, że poprawnie sformułowane cele powinny być realne (możliwe do osiągnięcia), mierzalne (powinien istnieć miernik, umożliwiający ocenę spełnienia celu), określone w czasie (powinny zawierać informację, do kiedy należy dany stan osiągnąć).

Ad. 2) „*Charakterystyka przedsiębiorstwa*” – ta sekcja jest szczególnie ważna, jeśli odbiorcą biznesplanu jest nie tylko inwestor (właściciel), który zna przedsiębiorstwo, ale także podmiot zewnętrzny, np. bank. Historia rozwoju, domena działania, skala obecnej i planowanej działalności, obroty itd. stanowią podstawowe parametry, umożliwiające interesariuszom zewnętrznym poznanie przedsiębiorstwa i tym samym podjęcie decyzji o udzieleniu finansowania lub jego odmowie. Przedstawienie podstawowych informacji pozwoli ocenić realność przedsięwzięcia i wiarygodność oszacowanych efektów produkcyjnych i finansowych. Jeśli przedsiębiorstwo planuje inwestycje w OZE w celu zaspokojenia własnych potrzeb energetycznych, to w tej sekcji szczególnie duże znaczenie będzie odgrywało omówienie struktury i poziomu zużycia energii. Oprócz tego w tej sekcji powinny znaleźć się np. takie informacje, jak: lokalizacja, poziom zatrudnienia, struktura organizacyjna, zasoby przedsiębiorstwa, dostawcy środków produkcji, dotychczasowi odbiorcy produktów (zarówno energii, jak i innych produktów) i dotychczasowe wyniki produkcyjno-ekonomiczne oraz struktura produkcji (o ile biznesplan opracowywany jest dla przedsiębiorstwa już istniejącego).

Ad. 3) „*Opis przedsięwzięcia*” – można stwierdzić, że ta sekcja stanowi źródło kluczowych informacji o założeniach biznesplanu. Należy tu możliwie najdokładniej przedstawić, na czym ma polegać inwestycja – przede wszystkim należy wskazać, jaka technologia OZE zostanie wykorzystana w planowanym przedsięwzięciu oraz jaka jest planowana skala produkcji energii (zakładana moc instalacji). Wybór technologii determinuje wiele bardziej szczegółowych kwestii – inne problemy, wyzwania i charakterystyki wiążą się z instalacją fotowoltaiczną, a inne z farmą wiatrową czy biogazownią. Inne wymogi trzeba spełnić przy małych, a inne przy dużych instalacjach itd. Co więcej, w zależności od typu i wielkości instalacji różna może być dostępność form wsparcia środkami publicznymi. W tej sekcji należy też przedstawić zaakceptowane rozwiązania technologiczne i podstawowe konsekwencje przyjętych założeń dla procesu przygotowania inwestycji i późniejszej eksplo-

atacji, w tym omówić szczególne warunki inwestycji związane np. z oddziaływaniem na środowisko naturalne i lokalną społeczność.

Ad. 4) „*Charakterystyka produktu i procesów produkcyjnych*” – ten punkt ściśle wiąże się z poprzednim, gdyż przebieg procesów produkcyjnych zależy od rodzaju OZE. W przypadku farm fotowoltaicznych czy też wiatrowych stopień ingerencji w procesy produkcyjne jest względnie niewielki i ogranicza się do bieżących czynności konserwatorskich. Inaczej sytuacja przedstawia się w przypadku biogazowni, gdzie proces produkcyjny wymaga ciągłego zaopatrywania w substraty i zagospodarowania powstającego pofermentu. Co więcej, powstający biogaz również może być zagospodarowany w różny sposób – do niedawna dominującą formą zagospodarowania było jego spalanie w agregatach kogeneracyjnych, ale współcześnie coraz silniej podkreśla się zasadność uszlachetniania do formy biometanu (który stanowić może substytut gazu ziemnego, a rozwiązanie takie eliminuje z rozważań pytanie o ewentualne zagospodarowanie powstającej w agregatach kogeneracyjnych energii cieplnej).

Ad. 5) „*Analiza słabych i mocnych stron oraz szans i zagrożeń*” – analiza *SWOT* (*Strengths* – silne punkty; *Weaknesses* – słabe strony; *Opportunities* – możliwości, szanse; *Threats* – zagrożenia) w przeciwieństwie do analizy finansowej ma charakter jakościowy i umożliwia zebranie obserwacji i sporządzenie wniosków, wynikających z analizy różnych elementów przedsiębiorstwa i jego otoczenia. Analiza *SWOT* łączy ocenę elementów przedsiębiorstwa (które wpływają na silne i słabe strony) z analizą czynników niezależnych od przedsiębiorstwa, które determinują określone możliwości rozwoju lub tworzą zagrożenia dla firmy i planowanej inwestycji. W zależności od specyfiki prowadzonej działalności różne elementy *SWOT* mogą mieć większe lub mniejsze znaczenie. W przypadku inwestycji OZE szczególną uwagę należy zwrócić na szanse i zagrożenia związane z polityką klimatyczną i energetyczną. Niewątpliwie transformacja energetyczna jest podstawowym czynnikiem generującym możliwości rozwoju OZE, jednak – jak wskazują doświadczenia historyczne – różne decyzje polityczne mogą w sposób bezpośredni hamować rozwój niektórych technologii – najbardziej znany przykład stanowić może tzw. ustawa wiatrakowa z 2016 roku, czy też zmiany w mechanizmach wsparcia prosumentów, instalujących panele fotowoltaiczne wprowadzone w 2022 roku. Jednocześnie czynniki polityczne sprzyjają stymulacji rozwoju niektórych technologii – np. założenia do unijnej strategii RePower EU¹³ generują nowe szanse rozwoju dla produkcji biogazu i biometanu. Czynnikiem takich może być bardzo wiele, a ich identyfikacja i przedstawienie w biznesplanie stanowi istotny element rozpoznania warunków funkcjonowania branży, której dotyczy inwestycja. Wśród silnych stron przedsiębiorstwa można natomiast przykładowo wskazać posiadane

¹³ https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_pl

zasoby finansowe, ułatwiające realizację procesu inwestycyjnego, dostęp do ziemi, na której ma być realizowana inwestycja czy posiadanie rozległej wiedzy o funkcjonowaniu branży. Istotne znaczenie może mieć też lokalizacja np. w obszarze o dużej wietrzności w przypadku inwestycji w elektrownie wiatrowe. Z drugiej strony do słabych stron przedsiębiorstwa można zaliczyć np. brak zasobów finansowych, brak doświadczenia, niewykwalifikowaną kadrę pracowniczą czy niekorzystną lokalizację.

Ad. 6) „*Charakterystyka rynku i planowanych działań w zakresie sprzedaży*” – pomimo że oczywiste jest, że energia sprzedawana jest na rynku energii, to również w tym aspekcie inwestor (decydent) musi podjąć określone decyzje, które będą niewątpliwie determinowały opłacalność prowadzonej działalności. W momencie powstawania podręcznika rynek energii w Polsce, jak i w innych krajach charakteryzuje się nieobserwowanym wcześniej poziomem niestabilności, czego przejawem są też bardzo wysokie ceny energii. Z punktu widzenia producenta energii wysokie ceny oznaczają wyższą opłacalność i szybszy zwrot z inwestycji, jednak równocześnie nietypowa sytuacja wskazuje na wysoki poziom ryzyka, gdyż w warunkach takich prognozowanie jest bardzo utrudnione. Generalnie pomocna w odpowiedzi na takie pytania może być analiza mikro- i makrootoczenia firmy, jednak w warunkach wysokiej niestabilności czynników politycznych i ekonomicznych możliwości wnioskowania w tym zakresie są ograniczone. W typowym podejściu do przygotowania biznesplanu stosuje się podejście polegające na założeniu stałych cen w całym okresie eksploatacji, przyjmując, że w dłuższym czasie decydująca o opłacalności różnica między cenami a kosztami powinna być w miarę stabilna (chyba że są jednoznaczne przesłanki, by przyjąć założenie o systematycznej zmianie cen, co w przypadku energii można uznać za działanie uzasadnione).

Rozważając decyzje o inwestycji w OZE, inwestor ma do wyboru kilka opcji zagospodarowania energii. Podstawową jest wejście do systemu aukcyjnego z ustaloną z góry (na 15 lat) ceną, co do niedawna stanowiło atrakcyjną opcję ze względu na stabilność przychodów przez cały okres trwania inwestycji. Kryzys energetyczny sprawił jednak, że zarówno ceny referencyjne (zasady systemu aukcyjnego opisane zostały w innej części podręcznika), a tym bardziej w wielu przypadkach ceny ustalone na aukcjach są w 2022 roku znacznie niższe niż ceny rynkowe. Sprawia to, że interesującą opcją dla wielu inwestorów może być sprzedaż energii w ramach długoterminowej umowy z odbiorcą końcowym energii (tzw. *cPPA* – *Corporate Power Purchase Agreement*), czy też zawarcie umowy z firmą zajmującą się handlem energią (tzw. *vPPA* – *Virtual Power Purchase Agreement*). W przypadku niektórych inwestorów, którzy planują uruchomienie instalacji OZE w celu wytwarzania energii do wykorzystania innych procesów produkcyjnych, potencjalne wahania na rynku energii będą miały mniejsze znaczenie – w tym przypadku uzasadnione jest wykazanie korzyści, jakie dla prowadzonego biznesu przyniesie realizacja inwestycji uniezależniającej firmę od zewnętrznego źródła energii.

W zależności od rodzaju OZE oraz wybranych rozwiązań technologicznych, przedsiębiorstwo może sprzedawać zarówno energię elektryczną, jak również ciepłą czy np. też poferment z biogazowni, w związku z czym w biznesplanie powinien zostać omówiony rynek zbytu również dla tych produktów. Rozpatrując uwarunkowania rynkowe, należy również zwrócić uwagę na opis kontrahentów, którzy będą dostarczać np. substraty do produkcji biogazu czy też zapewnią obsługę konserwatorską instalacji.

Ad. 7) „*Plan finansowy*”

Przedstawione powyżej elementy charakterystyki przedsiębiorstwa i przedsięwzięcia służą przede wszystkim zdefiniowaniu strategii działania, natomiast plan finansowy powinien umożliwić ustalenie finansowych skutków planowanej strategii. Ważną funkcją planu finansowego jest również określenie potrzeb finansowych, co umożliwia zaplanowanie działalności finansowej (w uproszczeniu zaciąganie i spłacanie kredytów). Na etapie planu finansowego można również przeprowadzić analizę ryzyka, umożliwiającą ocenę odporności planowanego przedsięwzięcia na zmiany przyjętych założeń (np. uzyskać odpowiedź na pytanie, o ile może spaść maksymalnie cena energii, aby inwestycja nadal pozostawała opłacalna). Sporządzając plan finansowy, należy kierować się zasadą ostrożnych czy nawet pesymistycznych założeń. Jeśli przy takim podejściu wyniki finansowe będą wskazywały na opłacalność inwestycji, to można oczekiwać, że ryzyko projektu jest stosunkowo niewielkie. Plan finansowy powinien obejmować minimum okres spłaty kredytów długoterminowych, a najlepiej cały planowany okres funkcjonowania instalacji. Sporządzenie planu finansowego umożliwi oszacowanie wskaźników efektywności inwestycji, które zostały omówione we wcześniejszych fragmentach niniejszego rozdziału. Sporządzenie planu finansowego obejmuje opracowanie dla każdego roku ujętego w biznesplanie takich elementów jak:

- 1) Prognoza sprzedaży,
- 2) Określenie nakładów i wydatków,
- 3) Sporządzenie rachunku przepływów pieniężnych i określenie salda środków pieniężnych na koniec każdego okresu planowania (roku),
- 4) Sporządzenie rachunku wyników (zysków i strat),
- 5) Sporządzenie bilansu majątkowego,
- 6) Przeprowadzenie analizy wrażliwości.

Opracowanie prognozy sprzedaży stanowi podstawę do sporządzenia dalszych rachunków, gdyż sprzedaż (obok wydatków) warunkuje poziom przepływów pieniężnych. W przypadku działalności polegającej na produkcji energii moment sprzedaży pokrywa się zazwyczaj z momentem produkcji – chyba że przedsiębiorstwo ma możliwość magazynowania energii (np. elektrownie pompowo-szczytowe, biogazownie mogące magazynować biogaz, magazyny energii). Produkcja energii może się wiązać z koniecznością ponoszenia wydatków i kosztów związanych z zakupem środków produkcji (np. substratów) wykorzystywanych w procesach pro-

dukcyjnych. W takich OZE jak farmy fotowoltaiczne czy też wiatrowe nie ma to jednak większego znaczenia, gdyż w procesach produkcyjnych wykorzystuje się energię dostępną w środowisku (energię słońca, wiatru, ziemi). W tym przypadku uwzględnić należy wydatki związane z bieżącą eksploatacją. Inaczej wygląda sytuacja, gdy źródło energii zasilane jest biomasą, która musi być pozyskana z zewnątrz (zakupiona) bądź jej dostawy mogą pochodzić z innych działalności przedsiębiorstwa (co jest np. często spotykane w przypadku biogazowni rolniczych). Zestawienie wpływów oraz wydatków przedsiębiorstwa w poszczególnych latach planu pozwala sporządzić rachunek przyływów, rachunek zysków i strat oraz bilans majątkowy. Sporządzając rachunek przepływów, należy zwrócić uwagę, aby na koniec każdego okresu rozrachunkowego nie uzyskać ujemnego stanu środków pieniężnych, gdyż wiązałoby się to z utratą zdolności do regulowania zobowiązań. Jeśli wstępnie przyjęte założenia wskazują na możliwość zaistnienia takiej sytuacji, wówczas niezbędna jest korekta i zaplanowanie dodatkowego finansowania, np. poprzez kredyt krótkoterminowy. Sporządzenie rachunku przepływów pieniężnych oraz rachunku wyników dla poszczególnych lat umożliwia określenie opłacalności inwestycji z wykorzystaniem metod, które omówiono we wstępnej części opracowania. Opracowując plan finansowy, należy zwrócić szczególną uwagę na źródła finansowania inwestycji, które obejmują środki własne lub środki (kapitał) zewnętrzne. Finansowanie środkami własnymi zapewnia większą niezależność finansową, ogranicza koszty finansowe i eliminuje ryzyko związane ze spłatą długu. Finansowanie inwestycji własnymi środkami oznacza jednak konieczność ich wcześniejszego zgromadzenia, co w wielu przypadkach jest niemożliwe i nie zawsze ekonomicznie uzasadnione (dotyczy to sytuacji, w której koszty kredytu są mniejsze od spodziewanej stopy zwrotu z własnego kapitału). Korzystanie z zewnętrznego kapitału, oprócz konieczności spłaty odsetek i samego kapitału, oznacza zazwyczaj też szereg innych niedogodności – np. ustanowienie zabezpieczenia czy też badanie zdolności kredytowej i przejście procedury przewidzianej przez bank. W przypadku większych inwestycji i przedsiębiorstw alternatywą dla kredytu może być pozyskanie współnika, emisja papierów (akcji, obligacji). W odniesieniu do niektórych środków trwałych alternatywą dla kredytu może być leasing. Inwestując w sektorze OZE, warto jednak przede wszystkim sprawdzić możliwość dofinansowania środkami w ramach różnych programów wsparcia inicjatyw proekologicznych (może ono dotyczyć dofinansowania inwestycji, jak również dofinansowania pożyczek i kredytów). Po sporządzeniu podstawowych rachunków przygotowany plan finansowy powinien zostać poddany analizie wrażliwości, w celu sprawdzenia, jak przykładowe zmiany przyjętych do analizy paramentów mogą wpłynąć na sytuację finansową i wyniki przedsiębiorstwa. Testem można objąć takie sytuacje, jak wzrost/spadek cen sprzedaży (poziom przychodów), wzrost/spadek cen zakupu środków do produkcji (koszty), zmiany kursów walutowych czy zmiany oprocentowania kredytów.

Rozdział 4.

ASPEKTY PRAWNE

4.1. Administracyjnoprawne uwarunkowania lokalizacji instalacji odnawialnych źródeł energii (OZE)

Z coraz większym znaczeniem wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych i z istotnym zaangażowaniem środków publicznych przeznaczanych na wsparcie rozbudowy infrastruktury wytwórczej OZE kontrastuje brak spójnej regulacji prawnej w zakresie realizacji tego typu inwestycji. Przepisy prawne regulujące proces inwestycyjny obejmujące budowę instalacji OZE pozostają rozproszone w wielu aktach normatywnych, przy czym rozstrzygnięcia w sprawach budowy nowych instalacji podejmowane są przez różne organy w ramach odrębnych postępowań administracyjnych, dotyczących poszczególnych aspektów prawnych tych inwestycji. W konsekwencji syntetyczna prezentacja choćby podstawowych uwarunkowań prawnych realizacji inwestycji OZE nie jest zadaniem prostym.

Niewątpliwie najważniejszym aktem normatywnym regulującym kwestie rynku energetycznego jest ustawa Prawo energetyczne¹. Ustawa ta określa zasady kształtowania polityki energetycznej państwa, zasady i warunki zaopatrzenia i użytkowania paliw i energii, w tym ciepła, oraz działalności przedsiębiorstw energetycznych, a także określa organy właściwe w sprawach gospodarki paliwami i energią. Celem ustawy Prawo energetyczne jest tworzenie warunków do zrównoważonego rozwoju kraju, zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, oszczędnego i racjonalnego użytkowania paliw i energii, rozwoju konkurencji, przeciwdziałania negatywnym skutkom naturalnym monopolu, uwzględniania wymogów ochrony środowiska, zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych oraz równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii. Choć znaczenie tej regulacji nie sposób przecenić – także w ramach formułowania podstawowej siatki pojęciowej w zakresie rynku energetycznego – to przepisy ustawy Prawo energetyczne w zasadzie nie regulują procesów inwestycyjnych związanych z budową

¹ Ustawa z 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (tekst jedn. Dz. U. 2022, poz. 1385).

nowych instalacji do wytwarzania energii, w tym również instalacji do wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych. Kluczowe z tego punktu widzenia normy zostały sformułowane w: (i) ustawie o odnawialnych źródłach energii², (ii) ustawie o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych³, a także w ustawach regulujących procesy inwestycyjno-budowlane, tj. w: (iii) ustawie o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz cenach oddziaływania na środowisko⁴, (iv) ustawie o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (u.p.z.p.)⁵ oraz w (v) przepisach Prawa budowlanego⁶. Zagadnienie reglamentacji prawnej procesów inwestycyjnych w zakresie budowy nowych instalacji służących wytwarzaniu energii ze źródeł odnawialnych jest więc, jak wiadać, zagadnieniem złożonym, a regulacje prawne regulujące te procesy są bardzo obszerne. Ze względu na określone ramy niniejszej publikacji jej tematyka zostanie ograniczona do wskazanych w tytule kwestii związanych z podejmowaniem rozstrzygnięć dotyczących lokalizacji nowych instalacji OZE.

Już na wstępie należy zauważyć, że ustawa o odnawialnych źródłach energii ustala ogólną zasadę, że podjęcie i wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii wymaga uzyskania koncesji na zasadach i warunkach określonych w ustawie – Prawo energetyczne. Wyjątki od tej zasady obejmują wytwarzanie energii elektrycznej: w mikroinstalacjach, w małych instalacjach, wyłącznie z biogazu rolniczego, w tym w kogeneracji w rozumieniu art. 3 pkt 33 ustawy – Prawo energetyczne, a także wytwarzanie energii wyłącznie z biopłynów (art. 3 ustawy o OZE)⁷.

Wymienione powyżej przepisy, regulujące realizację inwestycji OZE, różnicują wymagania dotyczące lokalizacji instalacji OZE w kilku płaszczyznach. Przede wszystkim w zależności od typów tych instalacji, jak i ich parametrów technicznych. Odrębnej regulacji poddano w szczególności inwestycje obejmujące budowę elek-

² Ustawa z 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (tekst jedn. Dz. U. 2022, poz. 1378).

³ Ustawa z 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (tekst jedn. Dz. U. 2021, poz. 724).

⁴ Ustawa z 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (tekst jedn. Dz. U. 2022, poz. 1029).

⁵ Ustawa z 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (tekst jedn. Dz. U. 2022, poz. 503).

⁶ Ustawa z 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (tekst jedn. Dz. U. 2021, poz. 2351).

⁷ Pod pojęciem małej instalacji należy rozumieć instalację odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 kW i nie większej niż 1 MW, przyłączonej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV albo o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu większej niż 150 kW i mniejszej niż 3 MW, w której łączna moc zainstalowana elektryczna jest większa niż 50 kW i nie większa niż 1 MW. Z kolei mikroinstalację w rozumieniu ustawy stanowi instalacja odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 kW, przyłączona do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV albo o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu nie większej niż 150 kW, w której łączna moc zainstalowana elektryczna jest nie większa niż 50 kW.

trowni wiatrowych, a w zakresie pozostałych instalacji OZE stopień reglamentacji prawnej procesu inwestycyjnego uzależniono od ich parametrów technicznych.

W odróżnieniu od innych rodzajów instalacji OZE, elektrownia wiatrowa może zostać zlokalizowana wyłącznie na terenie przeznaczonym pod tego rodzaju inwestycje w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego. Wymóg ten nie dotyczy jedynie małych elektrowni wiatrowych o mocy nieprzekraczającej 50 kW, które podobnie jak inne instalacje OZE mogą być realizowane również na terenach nieobjętych miejscowymi planami zagospodarowania przestrzennego. Z punktu widzenia lokalizacji nowych instalacji OZE zasadnicze znaczenie mają zatem przepisy o planowaniu przestrzennym.

Jednym z podstawowych założeń ustrojowych Rzeczypospolitej Polskiej jest decentralizacja władzy publicznej. Zasada sformułowana w art. 15 ust. 1 Konstytucji RP przesądza o utworzeniu struktur samorządu terytorialnego, przejmujących część zadań władzy centralnej związanych z wykonywaniem zadań, mających na celu bieżące zarządzanie określonym obszarem terytorium. W konsekwencji zdecydowana większość uprawnień związanych z prowadzeniem polityki przestrzennej została scedowana na organy gminy. Sferą, w której gmina dzierży najwięcej uprawnień bezpośrednio wpływających na krajobraz, prawo własności mieszkańców i innych podmiotów oraz rozwój gospodarczy gminy, jest planowanie przestrzenne.

Samorządy gminne dysponują wieloma środkami prawnymi zapewniającymi im rzeczywisty wpływ na kształtowanie przestrzeni oraz ochronę ładu przestrzennego rozumianego jako harmonijna całość, uwzględniająca w uporządkowanych relacjach wszelkie uwarunkowania i wymagania funkcjonalne, społeczno-gospodarcze, środowiskowe, kulturowe oraz kompozycyjno-estetyczne. Z kształtowaniem ładu przestrzennego w gminie powiązane jest bezpośrednio pojęcie „władztwa planistycznego gminy” rozumiane jako prawo do ingerencji w prawo własności innych podmiotów w celu przeznaczenia terenu pod określone funkcje, nawet wbrew woli właścicieli, i prawo do ustalenia przeznaczenia i zasad zagospodarowania terenu, realizowane głównie w ramach miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego.

W przypadku problematyki władztwa planistycznego gminy szczególnie istotna jest możliwość wyrażania zasady samodzielności poprzez stanowienie aktów prawa miejscowego, którymi zgodnie z art. 14 ust. 8 ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym są właśnie miejscowe plany zagospodarowania przestrzennego. Jest to ważne m.in. z tego powodu, że samorząd (w teorii) powinien być najlepiej zorientowany co do potrzeb mieszkańców i wyzwań rozwoju gminy i w oparciu o tę wiedzę przyjmować właściwe rozwiązania planistyczne w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego, nie obawiając się przy tym arbitralnego wpływu ze strony innych organów administracji publicznej na realizowanie polityki planistycznej gminy. Rozwiązania planistyczne wprowadzane przez gminę będą

podlegać tylko i wyłącznie kontroli co do legalności⁸, pozostawiając luz decyzyjny i kształtowanie ładu samej gminie.

Zgodnie z art. 6 u.p.z.p. ustalenia miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego kształtują, wraz z innymi przepisami, sposób wykonywania prawa własności nieruchomości. Zgodnie z ust. 2 tego przepisu każdy ma prawo, w granicach określonych ustawą, do zagospodarowania terenu, do którego ma tytuł prawny, zgodnie z warunkami ustalonymi w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego albo decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu, jeżeli nie narusza to chronionego prawem interesu publicznego oraz osób trzecich, a także do ochrony własnego interesu prawnego przy zagospodarowaniu terenów należących do innych osób lub jednostek organizacyjnych. Przepis ten wskazuje zatem ograniczenia sposobu wykonywania prawa własności nieruchomości, wynikające z norm regulujących gospodarkę przestrzenną. Istotą władztwa planistycznego jest bowiem publicznoprawna ingerencja w prawo własności oraz inne prawa do nieruchomości. Jest ono realizowane przede wszystkim przez trzy ustawy: o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, Prawo budowlane oraz ustawa o gospodarce nieruchomościami, choć znaczącą rolę odgrywają także regulacje zawarte w innych ustawach poświęconych określonym rodzajom inwestycji, których lokalizowanie i realizację z różnych powodów poddano nieco odmiennym niż ogólne zasadom. Przykładem takich inwestycji są inwestycje związane budową instalacji do wytwarzania odnawialnych źródeł energii, które ze względu na swoją specyfikę zostały poddane odrębnym regulacjom modyfikującym ogólne zasady wynikające przede wszystkim z przepisów wskazanej ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym.

Zgodnie z art. 2 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych⁹ „energia ze źródeł odnawialnych” oznacza energię z odnawialnych źródeł niekopalnych, to jest energię wiatru, energię promieniowania słonecznego, energię aerotermalną, geotermalną i hydrotermalną, energię oceanów i hydroenergię, energię pozyskiwaną z biomasy, energię z gazu pochodzącego z wysypisk śmieci, oczyszczalni ścieków oraz energię ze źródeł biologicznych (biogaz). Art. 3 pkt 20 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, definiując pojęcie odnawialnego źródła energii, odsyła do definicji tego pojęcia sformułowanej w art. 2 pkt 13 ustawy o odnawialnych źródłach energii. W konsekwencji pod pojęciem tym należy rozumieć wyodrębniony zespół urządzeń służących do wytwarzania energii opisanych przez dane techniczne i handlowe, w których energia jest wytwarzana z odnawialnych źródeł energii, a także zespół obiektów budowlanych i urządzeń stanowiących całość techniczno-użytkową, służący do wytwarzania biogazu rolni-

⁸ M. Wincenciak [w:] *Ustawa o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. Komentarz aktualizowany*, red. A. Plucińska-Filipowicz, M. Wierzbowski, LEX/el. 2021, art. 28.

⁹ Dz. U. UE.L.2018.328.82.

czego. W myśl wskazanego przepisu instalacją OZE jest również połączony z tym zespołem magazyn energii elektrycznej lub magazyn biogazu rolniczego.

Biorąc pod uwagę, że z punktu widzenia omawianej problematyki lokalizacji inwestycji OZE, fundamentalne znaczenie mają przepisy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, warto poddać je bliższej analizie.

Zasadniczym i najważniejszym aktem planowania przestrzennego na poziomie gminy jest studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy. Studium opracowywane jest dla obszaru położonego w granicach administracyjnych gminy (art. 9 ust. 3 u.p.z.p.). Uchwalenie studium jest obowiązkowe, co jasno wynika z art. 87 ust. 4 u.p.z.p. „Celem studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy jest określenie polityki przestrzennej gminy, w tym lokalnych zasad zagospodarowania przestrzennego. Studium jest aktem polityki wewnętrznej gminy, w którym z jednej strony określa się uwarunkowania zagospodarowania przestrzennego gminy (m.in. geograficzne, demograficzne, przyrodnicze, ekonomiczne), a z drugiej strony określa długofalową politykę przestrzenną gminy. (...) Studium jest aktem o charakterze ogólnym, gdyż wyznacza podstawowy zarys, kierunki zagospodarowania gminy, natomiast uszczegółowienie zasad zagospodarowania terenów następuje w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego”¹⁰. Studium składa się z części tekstowej i graficznej (art. 9 ust. 2 u.p.z.p.). Jak wynika z powołanego art. 9 ust. 2 u.p.z.p., studium musi być zgodne ze strategią rozwoju województwa i planu zagospodarowania przestrzennego województwa, a także strategią rozwoju ponadlokalnego oraz strategii rozwoju gminy.

Podkreślić należy, że zgodnie z art. 9 ust. 5 u.p.z.p., studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy nie jest aktem prawa miejscowego, lecz aktem prawnym o charakterze wewnętrznym, wiążącym organy gminy. Art. 87 ust. 2 Konstytucji RP wskazuje jednoznacznie, że jedynie akty prawa miejscowego mogą być źródłem powszechnie obowiązującego prawa na terenie Rzeczypospolitej Polskiej. Należy także zauważyć, że zgodnie z ugruntowanymi poglądami Naczelnego Sądu Administracyjnego akty o charakterze wewnętrznym nie mogą być podstawą do wydawania decyzji administracyjnych i szerzej pojmowanych indywidualnych aktów stosowania prawa, ani wiązać organu administrowanego przy wydawaniu aktów wiążących podmioty administrowane¹¹. Postanowienia studium nie mogą zatem stanowić podstawy wyrażenia lub odmowy zgody na realizację inwestycji obejmującej instalację OZE. Niemniej jednak należy jednocześnie zauważyć, że studium ma często istotne znaczenie dla możliwości realizacji inwestycji OZE. Przepisy studium w dużej mierze determinują bowiem rozstrzygnięcia,

¹⁰ Wyrok NSA z 25.09.2013 r., sygn. akt II OSK 1676/13, patrz też Wyrok NSA z dnia 24.09.2013 r., sygn. akt II OSK 1460/13.

¹¹ Tak I. Zachariasz [w:] H. Izdebski, I. Zachariasz, *Ustawa o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. Komentarz*, Warszawa 2013, art. 9, Wyrok NSA z 21.11.2000 r., sygn. akt II SA 2437/99, Wyrok NSA z 6.02.1981 r., sygn. akt SA 819/80.

które są przyjmowane w planach miejscowych. W konsekwencji, gdy inwestycja obejmująca instalacje OZE nie jest przewidziana w studium, co do zasady brak będzie możliwości uchwalenia nowego bądź zmiany już istniejącego planu w taki sposób, aby przewidywał możliwość realizacji tego typu inwestycji. Rygoryzm tego rozwiązania został nieco złagodzony w wyniku nowelizacji ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym z 17 września 2021 roku¹². Zgodnie z nowym rozwiązaniem, jeżeli na obszarze gminy przewiduje się wyznaczenie obszarów, na których mogą być rozmieszczone urządzenia wytwarzające energię z odnawialnych źródeł energii o mocy zainstalowanej większej niż 500kW, a także ich stref ochronnych związanych z ograniczeniami w zabudowie oraz zagospodarowaniu i użytkowaniu terenu, w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego ustala się ich rozmieszczenie, z wyłączeniem wolnostojących urządzeń fotowoltaicznych o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1000 kW zlokalizowanych na gruntach rolnych, stanowiących użytki rolne klas V, VI, VIz i nieużytki, oraz urządzeń innych niż wolnostojące. W konsekwencji możliwe jest uchwalenie planu miejscowego dopuszczającego realizację instalacji o mocy nieprzekraczającej 1000 kW na nieużytkach oraz na gruntach klas V, VI i VIz, nawet jeżeli nie zostało to przewidziane w studium.

Zakres zagadnień regulowanych w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy określa art. 10 u.p.z.p. Zawarty w tym przepisie katalog uwarunkowań stanowi zatem wykaz elementów treściowych studium, które muszą być w nim zawarte. Użyty w tym przepisie zwrot „w szczególności” oznacza jednak, że organy gminy opracowujące studium mogą także brać pod uwagę i określać dodatkowe uwarunkowania, kierunki i inne zmienne w studium¹³. Należy przy tym zauważyć, iż odstąpienie od zawarcia elementów wskazywanych jako obligatoryjne, w sytuacji gdy nie będą one występować w gminie, nie jest rozwiązaniem błędnym¹⁴. Zgodnie z poglądami wyrażanymi w piśmiennictwie ograniczenie władztwa będzie jednak występować w odniesieniu do obowiązku umieszczenia elementów związanych z planowaniem na poziomie wojewódzkim (art. 9 ust. 2 u.p.z.p.)¹⁵. Na marginesie warto także zauważyć, że szczegółowy zakres projektu studium określa Rozporządzenie Ministra Rozwoju i Technologii z 17 grudnia 2021 r. w sprawie zakresu projektu studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy¹⁶.

Najistotniejszym z punktu widzenia omawianej problematyki rodzajem aktu planistycznego jest miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego. Jest on

¹² Dz. U. 2021, poz. 1873.

¹³ I. Zachariasz [w:] H. Izdebski, I. Zachariasz, *Ustawa o planowaniu...*, op. cit.

¹⁴ P. Sosnowski [w:] K. Buczyński, J. Dziedzic-Bukowska, J. Jaworski, P. Sosnowski, *Ustawa o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. Komentarz*, LexisNexis 2014, art. 10.

¹⁵ I. Zachariasz [w:] H. Izdebski, I. Zachariasz, *Ustawa o planowaniu...*, op. cit.

¹⁶ Dz. U. 2021, poz. 2405.

uchwalany w celu ustalenia przeznaczenia terenów, w tym dla inwestycji celu publicznego, oraz określenia sposobów ich zagospodarowania i zabudowy (art. 14 ust. 1 u.p.z.p.). Jak wspomniano, plan miejscowy jest głównym instrumentem wykonywania przez gminę przysługującego jej władztwa planistycznego. Jednocześnie korzystanie z tego rozwiązania planistycznego jest w zasadzie fakultatywne – jest więc ono wyraźnym przejawem władztwa planistycznego gminy, która poza wyraźnie wskazanymi w ustawie sytuacjami może, ale nie musi przyjmować planów miejscowych¹⁷. Uchwała w przedmiocie ustanowienia planu miejscowego musi być zgodna z obowiązującym w danej gminie studium (art. 20 ust. 1 u.p.z.p.). Plan miejscowy stanowi zarówno rozwinięcie, jak i konkretyzacją postanowień studium¹⁸. W judykaturze i doktrynie wskazuje się jednoznacznie, że wymóg zgodności planu miejscowego z postanowieniami studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy nie może się ograniczać jedynie do niesprzeczności rozstrzygnięć podejmowanych w obu aktach planistycznych. Zgodność powinna być bowiem rozumiana jako stosunek silniejszego związania niż spójność czy niesprzeczność¹⁹. Podkreśla się również, że związanie ustaleniami studium przy sporządzaniu planu miejscowego polega na formułowaniu treści planu w sposób uwzględniający i wręcz wynikający z określonych w studium ustaleń i kierunków zagospodarowania przestrzennego²⁰. Kontroli zgodności powinna podlegać całość studium, zarówno w części tekstowej i graficznej, a nie jedynie wybrane fragmenty wskazanego aktu²¹. Spójność studium i planu miejscowego pozwala gminie na koordynację realizacji polityki przestrzennej wykonywanej w ramach poszczególnych planów miejscowych, które – jak wskazano – inaczej niż studium, nie obejmują całego obszaru gminy.

Zgodnie z wyraźnym rozstrzygnięciem art. 14 ust. 8 u.p.z.p., w odróżnieniu od studium, miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego jest aktem prawa miejscowego. W konsekwencji stanowi on źródło powszechnie obowiązującego prawa

¹⁷ I. Zachariasz [w:] H. Izdebski, I. Zachariasz, *Ustawa o planowaniu...*, op. cit., art. 14.

¹⁸ A. Plucińska-Filipowicz, A. Kosicki [w:] *Ustawa o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. Komentarz aktualizowany*, red. M. Wierzbowski..., op. cit., art. 20, patrz też Wyrok WSA w Łodzi z 7.12. 2021 r., sygn. akt II SA/Łd 696/21 i Wyrok NSA z 30.11.2009 r., sygn. akt II OSK 1425/09.

¹⁹ J. Dziedzic-Bukowska [w:] K. Buczyński, J. Dziedzic-Bukowska, J. Jaworski, P. Sosnowski, *Ustawa o planowaniu...*, po. cit., art. 20, Wyrok NSA z 14.06.2007 r., sygn. akt II OSK 359/07, Wyrok z 16.11.2010 r., sygn. akt II OSK 1904/10, Wyrok WSA w Warszawie z 29.12.2010 r., sygn. akt IV SA/Wa 2001/10, Wyrok z 25.01.2011 r., sygn. akt IV SA/Wa 719/10, Wyrok WSA w Warszawie z 22.02.2010 r., sygn. akt IV SA/Wa 55/10.

²⁰ J. Dziedzic-Bukowska [w:] K. Buczyński, J. Dziedzic-Bukowska, J. Jaworski, P. Sosnowski, *Ustawa o planowaniu...*, op. cit., Wyrok WSA w Warszawie z 25.01.2011 r., sygn. akt IV SA/Wa 719/10.

²¹ J. Dziedzic-Bukowska [w:] K. Buczyński, J. Dziedzic-Bukowska, J. Jaworski, P. Sosnowski, *Ustawa o planowaniu...*, op. cit., Wyrok NSA z 12.09.2012 r., sygn. akt II OSK 1271/12, Wyrok NSA z 9.04.2008 r., sygn. akt II OSK 32/08, Wyrok NSA z 9.04.2008 r., sygn. akt II OSK 33/08, Wyrok NSA z 9.04.2008 r., sygn. akt II OSK 34/08, Wyrok NSA z 26.05. 2011 r., sygn. akt II OSK 412/11.

na obszarze działania organów, które je ustanowiły (art. 87 ust. 2 Konstytucji RP). Jako akt prawa miejscowego, miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego stanowi wiążące źródło praw i obowiązków jego adresatów, za których należy uważać wszystkich, którym przysługuje prawo do nieruchomości położonych w granicach planu miejscowego, a w szczególności tych, którzy dokonują zmiany sposobu zagospodarowania terenu objętego tym planem. Normy zawarte w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego wiążą również organy administracji publicznej przy podejmowaniu przez nie rozstrzygnięć dotyczących zabudowy terenu objętego planem miejscowym²².

Analizując problematykę planów miejscowych, należy zauważyć, że wskazane w art. 15 u.p.z.p. zakresy obligatoryjnych i fakultatywnych postanowień planu miejscowego łącznie wyznaczają maksymalny zakres rozstrzygnięć normatywnych, które mogą być przedmiotem planu miejscowego²³. Postanowienia art. 15 u.p.z.p. wyznaczają zatem granice władztwa planistycznego gminy, która nie jest upoważniona do regulowania w planach miejscowych zagadnień wykraczających poza zakres wyznaczony wskazanym przepisem.

Przykładem rozstrzygnięć, które mogą (ale nie muszą) znaleźć się w planie miejscowym, są przepisy dopuszczające możliwość przeznaczenia terenu pod budowę instalacji odnawialnych źródeł energii oraz wyznaczenia wokół nich stref ochronnych. Podjęcie tego typu rozstrzygnięć wynika tylko i wyłącznie z oceny potrzeb gminy w zakresie realizacji na jej terenie tego typu inwestycji oraz z postanowień studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy. Jednocześnie należy podkreślić, że w przypadku, gdy obowiązujący na danym terenie miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego nie wskazuje terenów rozmieszczenia instalacji fotowoltaicznych o mocy większej niż 1000 kW, realizacja inwestycji o takich parametrach nie będzie możliwa (tj. będzie uzależniona od wcześniejszej zmiany planu miejscowego, a w niektórych przypadkach także od wcześniejszej zmiany studium).

Należy zauważyć, że postanowienia miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego powinny również określać maksymalną moc instalacji OZE. Pomińnięcie w treści planu tego elementu stanowi istotne naruszenie zasad sporządzania planu miejscowego i może stanowić podstawę stwierdzenia nieważności uchwały w tej części. Z kolei w planie miejscowym, przewidującym lokalizację elektrowni wiatrowej, określa się maksymalną całkowitą wysokość elektrowni wiatrowej, przy czym plan ten sporządza się co najmniej dla obszaru, na którym nie mogą być zlo-

²² A. Plucińska-Filipowicz, A. Kosicki [w:] *Ustawa o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. Komentarz aktualizowany*, red. M. Wierzbowski..., op. cit., art. 14. Podobnie I. Zachariasz [w:] H. Izdebski, I. Zachariasz, *Ustawa o planowaniu...*, op. cit., art. 14, czy T. Bąkowski [w:] *Ustawa o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. Komentarz*, Kraków 2004, art. 14.

²³ A. Plucińska-Filipowicz, A. Kosicki [w:] *Ustawa o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. Komentarz aktualizowany*, red. M. Wierzbowski..., op. cit., art. 15. Podobnie I. Zachariasz [w:] H. Izdebski, I. Zachariasz, *Ustawa o planowaniu...*, op. cit., art. 15.

kalizowane nowe budynki mieszkalne albo budynki o funkcji mieszanej, w skład której wchodzi funkcja mieszkaniowa, którego granice są wyznaczone z uwzględnieniem maksymalnej całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej określonej w tym planie²⁴.

Jak już wspomniano, warunki i tryb lokalizacji i budowy elektrowni wiatrowych oraz warunki lokalizacji elektrowni wiatrowych w sąsiedztwie istniejącej albo planowanej zabudowy mieszkaniowej określa odrębna ustawa – o inwestycjach z zakresu elektrowni wiatrowych. Ustawa ta wprowadza zasadę, zgodnie z którą lokalizacja elektrowni wiatrowej następuje wyłącznie na podstawie miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego. Ustawa ta wprowadza do polskiego porządku prawnego także zasadę minimalnej odległości, tzw. zasadę odległościową (nazywaną też czasem „zasadą 10h”)²⁵. Zasada ta odgrywa obecnie kluczową rolę przy podejmowaniu rozstrzygnięć dotyczących lokalizacji i budowy nowych elektrowni wiatrowych. W oparciu o tę zasadę wyznacza się bowiem minimalną odległość, jaką należy zachować od nowo budowanych instalacji oraz budynków w ich sąsiedztwie. Należy przy tym podkreślić, że zasada odległościowa dotyczy nie tylko lokalizacji elektrowni wiatrowych z zachowaniem określonej odległości od budynków mieszkalnych (albo budynku o funkcji mieszanej, w skład której wchodzi funkcja mieszkaniowa), ale działa również „w drugą stronę”, tj. dotyczy także lokalizacji budynków mieszkalnych (albo budynków o funkcji mieszanej, w skład której wchodzi funkcja mieszkaniowa) od elektrowni wiatrowej.

Zgodnie z art. 4 u.i.e.w. „odległość ta jest równa lub większa od dziesięciokrotności wysokości elektrowni wiatrowej mierzonej od poziomu gruntu do najwyższego punktu budowli, wliczając elementy techniczne, w szczególności wirnik wraz z łopatami (całkowita wysokość elektrowni wiatrowej)”. W praktyce wysokość ta obejmuje „podstawę fundamentu turbiny wiatrowej oraz punkt znajdujący się na krawędzi łopaty, przy najwyższym jej wychyleniu”²⁶. W związku z tym, że najwyższe ze stosowanych obecnie na polskim rynku turbin wiatrowych mają wysokość w granicach 150–200 m, wprowadzenie zasady 10h powoduje, że minimalna odległość od zabudowań mieszkaniowych, w jakiej można lokalizować elektrownie wiatrowe, wynosi około 2 kilometrów.

Przyjęcie zasady odległościowej przy lokalizowaniu elektrowni wiatrowych, która jak powszechnie wiadomo znacząco utrudniła (a w przeważającej mierze uniemożliwiła) realizację inwestycji obejmujących budowę elektrowni wiatrowych, uzasadniano koniecznością eliminowania występujących licznie „konfliktów pomię-

²⁴ Art. 4 ust.1 ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (tekst jedn. Dz. U. 2021, poz. 724).

²⁵ M. Przybylska, *Zasada odległościowa w procesie inwestycyjnym elektrowni wiatrowej i zabudowy mieszkaniowej a działania organów samorządowych*, „Państwo i Prawo” 2018, nr 4, s. 100–113.

²⁶ M. Makowski [w:] *Ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych. Komentarz*, wyd. II, LEX 2018, art. 4

dzy niezadowolonymi mieszkańcami a władzami gmin, gdyż urządzenia te emitują hałas, niesłyszalne dla ucha infradźwięki, powodują wibracje, migotanie światła, mogą stanowić także bezpośrednie zagrożenie życia lub zdrowia w przypadku awarii, jak również oblodzenia łopat elektrowni wiatrowej zimą²⁷. Zachowanie minimalnej odległości ma również chronić tereny sąsiednie przed negatywnym oddziaływaniem danej inwestycji, tj. aby elektrownia wiatrowa nie stwarzała zagrożenia w postaci negatywnego oddziaływania na budynek mieszkalny, budynek o funkcji mieszanej, w skład której wchodzi funkcja mieszkaniowa, formy ochrony przyrody i leśne kompleksy promocyjne. Chodzi tu przede wszystkim o ochronę mieszkańców przed emisjami, jakie mogą wiązać się z funkcjonowaniem elektrowni, a także o zapobieganie zajmowaniu pod instalacje gruntów najlepszych klas bonitacyjnych, a także lokalizowaniu ich w zbyt bliskiej odległości od zabudowań. Jak wynika z uzasadnienia do projektu ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, „10-krotność wysokości środka wirnika jest odległością, w jakiej najczęściej będą spadać elementy wyrzucone przez łopaty wirnika (np. zamrożony śnieg, lód) oraz urwane fragmenty łopat”²⁸.

Zasada odległościowa dotyczy także lokalizowania i budowy elektrowni wiatrowych w określonej odległości od form ochrony przyrody oraz leśnych kompleksów promocyjnych, przy czym formy ochrony przyrody obejmują parki narodowe, rezerваты przyrody, parki krajobrazowe i obszary Natura 2000²⁹. Zasada ta nie znajduje jednak zastosowania do inwestycji obejmujących przebudowę, nadbudowę, rozbudowę, remont, montaż lub odbudowę budynku mieszkalnego albo budynku o funkcji mieszanej, w skład której wchodzi funkcja mieszkaniowa.

Sposób obliczania odległości pomiędzy zabudową mieszkaniową a elektrowniami wiatrowymi określa art. 5 ust. 1 u.i.e.w. Zgodnie z tym przepisem odległość tę wyznacza najkrótszy odcinek pomiędzy rzutem poziomym istniejącego budynku mieszkalnego (albo istniejącego budynku o funkcji mieszanej, w skład której wchodzi funkcja mieszkaniowa), albo granicą terenu objętego decyzją o warunkach zabudowy dotyczącą budowy takiego budynku lub też linią rozgraniczającą teren, którego sposób zagospodarowania określony w planie miejscowym dopuszcza realizację takiego budynku a okręgiem, którego promień jest równy połowie średnicy wirnika wraz z łopatami, a środek jest środkiem okręgu opisanego na obrysie wieży istniejącej elektrowni wiatrowej, albo linią rozgraniczającą teren, którego sposób zagospodarowania określony w planie miejscowym dopuszcza budowę elektrowni wiatrowej. Należy przy tym zauważyć, że na równi z obiektami już istniejącymi

²⁷ R. Maruszkina, *TSUE rozstrzygnął sprawę polskich wiatraków i ustawy 10h. Omówienie wyroku TS z dnia 28 maja 2020 r.*, C-727/17 (ECO-Wind Construction), LEX 2020.

²⁸ *Uzasadnienie do projektu ustawy o inwestycjach z zakresu elektrowni wiatrowych* – druk sejmowy nr 315 z 19 lutego 2016 r.

²⁹ Art. 6 ust. 1 pkt 1–3 i 5 ustawy z 16 kwietnia 2004 roku o ochronie przyrody (tekst jedn. Dz. U. 2022, poz. 916).

ustawa traktuje obiekty budowlane objęte decyzją o pozwoleniu na budowę albo zgłoszeniem, wobec którego organ administracji architektoniczno-budowlanej nie wniósł sprzeciwu.

Wymóg przestrzegania zasady odległościowej wiąże organy gminy już na początkowym etapie procedury planistycznej, tj. na etapie sporządzania studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego, i oczywiście rozciąga się na etap sporządzania i uchwalania planu miejscowego. Warto zaznaczyć, że „zasada 10h” musi być uwzględniana na każdym z etapów prac planistycznych, tj. zarówno na etapie sporządzania projektu studium czy też planu, a także na etapie ich uchwalania i ewentualnej zmiany. Odległość wynikająca z dyrektywy wyrażonej w art. 4 u.i.e.w. musi być uwzględniana zarówno przez uczestniczące w procedurze planistycznej organy gminy, jak również przez wojewodę, organy gminy i wojewodę w związku z wydawaniem decyzji o warunkach zabudowy, organy administracji architektoniczno-budowlanej wydające pozwolenia na budowę, organy właściwe w zakresie ustalania środowiskowych uwarunkowań zgody na realizację inwestycji (art. 6 u.i.e.w.).

Konkludując ten wątek, warto raz jeszcze zauważyć, że z uwagi na znaczne rozproszenie zabudowy mieszkaniowej na terenach wiejskich przedstawiona reguła odległościowa praktycznie całkowicie uniemożliwia realizację nowych elektrowni wiatrowych, co spowodowało zahamowanie rozwoju tego segmentu energetyki w Polsce. Zarówno związany z wojną na Ukrainie kryzys energetyczny, jak i oczywiste uciążliwości wywoływane działaniem opisywanej zasady „w drugą stronę”, tj. ograniczenia w rozwoju budownictwa mieszkaniowego na terenach sąsiadujących z już istniejącymi elektrowniami wiatrowymi, spowodowały, że podjęto pracę nad zmianą zasad lokalizowania elektrowni wiatrowych. W lipcu 2022 roku Rada Ministrów przyjęła projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw³⁰. Projekt ten wprowadzi utrzymuje zarówno zasadę lokalizowania elektrowni wiatrowych wyłącznie na terenach przeznaczonych na ten cel w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego, jak również utrzymuje zasadę odległościową, ale jednocześnie przewiduje uelastycznienie tej zasady poprzez oddanie większego władztwa w zakresie wyznaczania lokalizacji elektrowni wiatrowych poszczególnym gminom w ramach procedury planistycznej uchwalania planów miejscowych, przewidujących lokalizowanie nowych elektrowni wiatrowych. O ile rozwiązania przewidziane w projekcie zostaną przyjęte, plan miejscowy będzie mógł określać inną odległość elektrowni wiatrowej od budynku mieszkalnego, mając na uwadze zasięg oddziaływań elektrowni wiatrowej z uwzględnieniem określonej w projekcie nowelizacji bezwzględnej odległości minimalnej wynoszącej 500 metrów. Taka sama minimalna bezwzględna

³⁰ Projekt nr UD207 (<https://www.gov.pl/web/premier/projekt-ustawy-o-zmianie-ustawy-o-inwestycjach-w-zakresie-elektrowni-wiatrowych-oraz-niektorych-innych-ustaw2>). W październiku 2022 r. projekt został skierowany do Sejmu, przy czym na razie nie nadano mu numeru druku sejmowego.

odległość będzie dotyczyć budowy nowych budynków mieszkalnych w pobliżu istniejących elektrowni wiatrowych. Podstawą dla określania wymaganej minimalnej odległości od zabudowań mieszkalnych mają być wyniki prognozy oddziaływania na środowisko (w ramach której analizuje się m.in. wpływ danej instalacji na otoczenie i zdrowie mieszkańców) wykonywanej w ramach prac nad przeznaczonym elektrowni planem miejscowym lub jego zmianą. W planie miejscowym sporządzanym dla terenu wokół przyszłej elektrowni wiatrowej przyjmowane odległości mają uwzględniać faktyczne wymagania, wynikające z wyżej wymienionej prognozy (z zachowaniem wskazanych odległości minimalnych). Finalna odległość od zabudowań mieszkalnych ma być dodatkowo weryfikowana i określana w ramach procedury wydawania przez Regionalnego Dyrektora Ochrony Środowiska w decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla danej inwestycji na podstawie szczegółowego raportu oddziaływania na środowisko przy zachowaniu nowej minimalnej bezpiecznej bezwzględnej odległości od zabudowań mieszkalnych, która ma zostać wskazana w ustawie. Rozwiązania takie zdecydowanie złagodziłyby, bez wątpienia nadmierny rygoryzm ustawy w jej obecnym kształcie, należy więc mieć nadzieję, że zostaną jak najszybciej przyjęte.

Instalacje odnawialnych źródeł energii, inne niż elektrownie wiatrowe, co do zasady mogą być realizowane zarówno na terenach, dla których obowiązują plany miejscowe, jak i na terenach, które takimi planami nie są objęte. Należy jednak zauważyć, że zgodnie z art. 10 ust. 2a u.p.z.p. jeżeli na obszarze gminy przewiduje się wyznaczenie obszarów, na których rozmieszczone będą urządzenia wytwarzające energię z odnawialnych źródeł energii o mocy przekraczającej 500 kW, a także ich stref ochronnych związanych z ograniczeniami w zabudowie oraz zagospodarowaniu i użytkowaniu terenu, ich rozmieszczenie ustala się w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy. Wprawdzie stosownie do wyrażonej dyspozycji art. 9 ust. 5 u.p.z.p. studium nie jest aktem prawa miejscowego, a w konsekwencji nie wiąże właściciela nieruchomości, to jednak wyżej wskazano, że zgodnie z art. 9 ust. 4 u.p.z.p. jego ustalenia wiążą organy gminy przy sporządzaniu miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego.

Dla możliwości zlokalizowania instalacji odnawialnych źródeł energii na nieruchomościach objętych miejscowymi planami zagospodarowania przestrzennego decydujące są ustalenia tych planów. Warto przy tym zwrócić uwagę, że ustawa o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym nie przewiduje dla instalacji odnawialnych źródeł energii takich ograniczeń, jakie wynikają z art. 10 ust. 3a i 3b tej ustawy w stosunku do lokalizowania tzw. wielkopowierzchniowych obiektów handlowych, tj. obiektów handlowych o powierzchni sprzedaży większej niż 2 tys. metrów kwadratowych. Jeżeli bowiem na terenie gminy przewiduje się lokalizację takich obiektów, to w studium określa się obszary, na których mogą być one sytuowane, a lokalizacja takich obiektów może nastąpić wyłącznie na podstawie planu miejscowego. Podobne ograniczenia przewiduje np. ustawa z dnia 20 maja 2016 r.

o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych. Zgodnie art. 3 tej ustawy lokalizacja elektrowni wiatrowej następuje wyłącznie na podstawie planu miejscowego. W konsekwencji lokalizacja zarówno wielkopowierzchniowego obiektu handlowego, jak i elektrowni wiatrowej może nastąpić wyłącznie na podstawie miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego. Podobnych ograniczeń nie wprowadzono jednak w stosunku do innych niż elektrownie wiatrowe instalacji odnawialnych źródeł energii. Niemniej jednak z art. 15 ust. 3 pkt 3a u.p.z.p. wynika, że w planie miejscowym określa się w zależności od potrzeb granice terenów pod budowę urządzeń, o których mowa w art. 10 ust. 2a u.p.z.p. (tj. urządzeń służących do wytwarzania energii z odnawialnych źródeł energii o mocy przekraczającej 500 kW), oraz granice ich stref ochronnych związanych z ograniczeniami w zabudowie, zagospodarowaniu i użytkowaniu terenu oraz występowaniem znaczącego oddziaływania tych urządzeń na środowisko. Z przepisu tego nie wynika co prawda wprost (jak wprost wynika to z przepisów dotyczących wielkopowierzchniowych obiektów handlowych czy elektrowni wiatrowych), że urządzenia takie mogą być lokalizowane wyłącznie tam, gdzie plan miejscowy wyraźnie dopuszcza ich lokalizację, ale wniosek taki wynika z dotychczasowego orzecznictwa sądów administracyjnych.

Zgodnie z poglądami prezentowanymi w orzecznictwie, w tym w szczególności w orzeczeniach Naczelnego Sądu Administracyjnego, brzmienie art. 15 ust. 3 pkt 3a, oraz art. 10 ust. 2a u.p.z.p. wskazuje, że wolą ustawodawcy jest, aby inwestycje, w ramach których planuje się rozmieszczenie urządzeń wytwarzających energię z odnawialnych źródeł energii o mocy przekraczającej 500 kW, były realizowane przede wszystkim na podstawie ustaleń planu zagospodarowania przestrzennego³¹. Podobny pogląd wyrażany jest również w literaturze: „W przypadkach, gdy zapisy planu miejscowego nie są zgodne z planowanym zamierzeniem inwestora (czyli plan miejscowy pozwala na lokalizację innego rodzaju instalacji OZE niż planowana, zakazuje lokalizacji instalacji OZE lub też milczy w tej kwestii), jedynym wyjściem jest zmiana obowiązującego planu zagospodarowania przestrzennego. Procedura ta jest jednak długotrwała i kosztowna, ponieważ zgodnie z przepisami u.p.z.p. zmiana planu miejscowego następuje w takim trybie, w jakim został on uchwalony. Natomiast koszty jego sporządzenia ponosiłby w tym przypadku inwestor”³². W konsekwencji należy uznać, że budowa instalacji odnawialnych źródeł energii innych niż elektrownia wiatrowa o mocy przekraczającej 500 kW będzie możliwa na obszarze wskazanym w planie miejscowym, jeśli spełniony jest warunek, o którym mowa w art. 15 ust. 3 pkt 3a u.p.z.p., tj. jeśli w planie miejscowym wyznaczone zostały granice terenów określające możliwość realizacji urządzeń słu-

³¹ Por. przykładowo wyroki NSA z 31.08.2017 r., sygn. akt II OSK 3036/15 i z 7.11.2017 r., sygn. akt II OSK 3035/15.

³² E. Olejarczyk, *Budowa i eksploatacja instalacji odnawialnych źródeł energii w świetle obowiązującego prawa*, [w:] *Prawo i polityka ochrony środowiska w doktrynie i praktyce*, red. A. Barczyk, A. Ogonowska. Szczecin 2016, s. 479–480.

zących do wytwarzania energii z odnawialnych źródeł energii o mocy przekraczającej 500 kW.

Należy jednak zwrócić uwagę, że w orzecznictwie reprezentowany jest również pogląd odmienny. Przykładowo w wyroku Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Kielcach z 9 maja 2017 r.³³ sąd stwierdził, że treść opisywanych przepisów u.p.z.p. w żadnym stopniu nie uprawnia do twierdzenia, że jeżeli obszary, na których mogą zostać rozmieszczone urządzenia wytwarzające energię z odnawialnych źródeł energii o mocy przekraczającej 500 kW nie zostały w studium, a następnie w planie miejscowym wyznaczone, to na terenach objętych obowiązującymi planami miejscowymi nie można lokować tego rodzaju urządzeń i ich stref ochronnych. Gdyby bowiem taka była wola ustawodawcy, to zawarłby w tym względzie podobne unormowania jak w odniesieniu do obiektów handlowych o powierzchni sprzedaży powyżej 2 tys. metrów kwadratowych, dla których art. 10 ust. 3a i 3b u.p.z.p. wprost przewiduje możliwość ich lokalizacji wyłącznie na podstawie miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego. Sąd zauważył, że w odniesieniu do urządzeń wytwarzających energię z odnawialnych źródeł energii o mocy przekraczającej 500 kW takiego przepisu brak. W konsekwencji, zdaniem sądu wyrażonym w tym orzeczeniu, gdy takie obszary nie zostały wskazane, to dopuszczalność inwestycji należy ocenić biorąc pod uwagę treść obowiązującego planu miejscowego. Gdy w świetle jego unormowań brak jest zakazu lokalizacji takiej inwestycji i ewentualnie wyznaczonej dla niej strefy ochronnej, to brak jest podstaw do odmowy wydania (z punktu widzenia zapisów planu) zgody na realizację przedsięwzięcia³⁴.

Dla oceny dopuszczalności lokalizacji na danym terenie instalacji odnawialnych źródeł energii innych niż elektrownia wiatrowa istotne znaczenie ma również termin uchwalenia planu miejscowego. Przepisy art. 15 ust. 3 pkt 3a i art. 10 ust. 2a u.p.z.p. zostały bowiem dodane do tej ustawy dopiero z dniem 25 września 2010 r., tj. z chwilą wejścia w życie ustawy z dnia 6 sierpnia 2010 r. o zmianie ustawy o gospodarce nieruchomościami oraz ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym³⁵. Stosownie do art. 3 ust. 1 wskazanej ustawy zmieniającej, obowiązujące w dniu wejścia jej w życie (tj. 25 września 2010 r.) studia uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gmin, miejscowe plany zagospodarowania przestrzennego oraz plany zagospodarowania przestrzennego województw zachowują moc. Kwestia ta stała się przedmiotem rozważań przez Wojewódzki Sąd Administracyjny w Białymstoku, który w wyroku z 6 kwietnia 2017 r.³⁶ wyraził pogląd, że „chybione jest (...) powoływanie się organów na okoliczność, że w m.p.z.p. Gminy G., jak też w studium uwarunkowań, nie wyznaczono obszarów, na których mogą być lokalizowane urządzenia wytwarzające energię z odnawial-

³³ Sygn. II SA/Ke 139/17.

³⁴ Por. również Wyrok WSA w Gliwicach z 24.06.2016 r., sygn. akt II SA/GI 248/16.

³⁵ Dz. U. 2010, poz. 1043.

³⁶ Sygn. akt II SA/Bk 155/17.

nych źródeł energii, a więc zezwolenie na tą lokalizację byłoby sprzeczne z art. 10 ust. 2 »a« ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. (...) przepis art. 10 ust. 2 »a« ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym dotyczy, po pierwsze: studium uwarunkowań, a nie planu miejscowego, po drugie: obowiązujące dopiero od 25 września 2010 r., gdy tymczasem sporny plan uchwalono w 2003 r., a po trzecie: gdyby nawet przepis art. 10 ust. 2 »a« odnosił się do planu, to nie wprowadziłby żadnych zmian w m.p.z.p. Gminy G., ponieważ dotychczasowe akty zachowały moc – zgodnie z art. 3 ustawy z dnia 6 sierpnia 2010 r. o zmianie ustawy o gospodarce nieruchomości oraz ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym”. W przypadku planów uchwalonych po 25 września 2010 r. istotne jest także ustalenie, na jakim etapie znajdowała się procedura planistyczna w dniu 25 września 2010 r. Zgodnie bowiem z art. 3 ust. 2 ustawy z dnia 6 sierpnia 2010 r. „do miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego oraz studiów uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy, w stosunku do których podjęto uchwałę o przystąpieniu do sporządzania lub zmiany planu lub studium, a postępowanie nie zostało zakończone do dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, stosuje się przepisy dotychczasowe”, a więc to takich planów nie stosuje się art. 15 ust. 3 pkt 3a i art. 10 ust. 2a u.p.z.p.

W konsekwencji, ocena dopuszczalności lokalizacji na danym terenie instalacji OZE innej niż elektrownia wiatrowa o mocy przekraczającej 500 kW w pierwszej kolejności wymaga weryfikacji, czy lokalizacja takiej inwestycji jest dopuszczalna w świetle obowiązującego planu miejscowego. Jeśli plan miejscowy nie zawiera wyraźnej podstawy do lokalizacji na danym terenie takiej instalacji, organ administracji architektoniczno-budowlanej winien ustalić – w oparciu o opisane powyżej kryteria – czy do danego planu miejscowego stosuje się art. 15 ust. 3 pkt 3a, art. 10 ust. 2a u.p.z.p.

Odrębnym zagadnieniem jest lokalizacja instalacji odnawialnych źródeł energii na terenach nieobjętych miejscowymi planami zagospodarowania przestrzennego. Sytuacje takie mają miejsce bardzo często, stanowiąc wręcz regułę, gdyż w praktyce znacząca część tego typu instalacji realizowana jest na terenach niezurbanizowanych, stanowiących głównie tereny rolne, dla których plany miejscowe uchwalane są bardzo rzadko.

W przypadku braku miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego zmiana zagospodarowania terenu, polegająca na budowie obiektu budowlanego lub wykonaniu innych robót budowlanych, a także zmiana sposobu użytkowania obiektu budowlanego lub jego części, z zastrzeżeniem art. 50 ust. 1 i art. 86 u.p.z.p., wymaga ustalenia, w drodze decyzji, warunków zabudowy. Ponadto, zgodnie z art. 50 ust. 2 w związku z art. 59 ust. 1 u.p.z.p., nie wymagają wydania decyzji o warunkach zabudowy roboty budowlane polegające na remoncie, montażu lub przebudowie, jeżeli nie powodują zmiany sposobu zagospodarowania terenu i użytkowania obiektu budowlanego oraz nie zmieniają jego formy architektonicznej, a także nie są za-

liczone do przedsięwzięć wymagających przeprowadzenia postępowania w sprawie oceny oddziaływania na środowisko, w rozumieniu przepisów o ochronie środowiska, albo roboty budowlane niewymagające pozwolenia na budowę.

Zgodnie ze stanowiskiem Głównego Urzędu Nadzoru Budowlanego wyrażonym w związku ze stosowaniem powołanych wyżej przepisów „należy stwierdzić, że decyzji o warunkach zabudowy nie wymaga instalacja na obiekcie budowlanym urządzeń fotowoltaicznych wraz z konstrukcją mocującą, o ile czynność ta nie prowadzi do zmiany zagospodarowania terenu lub zmiany sposobu użytkowania obiektu budowlanego lub jego części oraz nie wymagała uzyskania pozwolenia na budowę. Sytuacja ta dotyczy urządzeń fotowoltaicznych służących do wytwarzania energii elektrycznej na potrzeby danej nieruchomości, gdyż wówczas nie zmienia się jej sposób użytkowania, a jedynie źródło, z którego pozyskiwana jest energia elektryczna pozwalająca na korzystanie z nieruchomości. W takim przypadku należy uznać, że ewentualna sprzedaż nadwyżki energii elektrycznej nie powinna automatycznie oznaczać zmiany sposobu zagospodarowania terenu lub zmiany sposobu użytkowania obiektu budowlanego. Ustalenie, czy w konkretnym stanie faktycznym nastąpi zmiana zagospodarowania terenu albo zmiana sposobu użytkowania obiektu budowlanego lub jego części, a tym samym czy zaistniały przesłanki do wydania decyzji o warunkach zabudowy, należy do organu prowadzącego postępowanie”³⁷.

Weryfikacja, czy w konkretnym przypadku zachodzi konieczność uzyskania decyzji o warunkach zabudowy, wymaga ustalenia czy planowana instalacja urządzeń fotowoltaicznych na istniejącym już obiekcie budowlanym powoduje zmianę zagospodarowania terenu lub zmianę sposobu użytkowania obiektu budowlanego lub jego części, jak również ustalenia, czy budowa takiej instalacji wymaga uzyskania pozwolenia na budowę. W przypadku łącznego spełnienia obu przesłanek uzyskanie decyzji o warunkach zabudowy bez wątpienia jest konieczne. Wątpliwości budzi natomiast sytuacja, w której montaż instalacji fotowoltaicznej nie wymagałby uzyskania pozwolenia na budowę. Ustawa o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym nie daje na to pytanie jednoznacznej odpowiedzi. Również w orzecznictwie sądowym prezentowane są rozbieżne poglądy na ten temat. Zgodnie z pierwszym stanowiskiem, w przypadku gdy pozwolenie na budowę nie jest wymagane, stosownie do art. 50 ust. 2 pkt 2 w związku z art. 59 ust. 1 u.p.z.p. nie jest również wymagana decyzja o warunkach zabudowy³⁸. W innych orzeczeniach reprezentowany jest natomiast pogląd odmienny, opierający się na pierwszeństwie stosowania art. 59 ust. 2 u.p.z.p., w wyniku czego brak konieczności uzyskania decyzji o warunkach zabudowy dotyczy wyłącznie zmian zagospodarowania terenu o charakterze tymczasowym³⁹. Zgodnie zatem z drugim poglądem – w warunkach

³⁷ https://www.gunb.gov.pl/sites/default/files/pliki/samples/ws140124_0.pdf?736

³⁸ Zob. przykładowo Wyrok WSA w Krakowie z 20.10. 2016 r., sygn. akt. II SA/Kr 894/16.

³⁹ Zob. przykładowo Wyrok NSA z 26.01. 2012 r., sygn. akt II OSK 2144/10 oraz późniejszy Wyrok WSA w Rzeszowie z 31.03. 2017 r., sygn. akt II SA/Rz 1416/16.

braku miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, każda zmiana zagospodarowania terenu polegająca na budowie obiektu budowlanego albo wykonaniu innych robót budowlanych z wyjątkiem tymczasowej, jednorazowej zmiany zagospodarowania terenu, trwającej do roku, będzie wymagać uzyskania decyzji o warunkach zabudowy.

Decyzje o warunkach zabudowy wydaje wójt, burmistrz lub prezydent miasta, a w przypadku inwestycji realizowanych terenach zamkniętych organem właściwym jest wojewoda. Dla tego samego terenu można wydać więcej niż jedną decyzję o warunkach zabudowy. Dodatkowo, co warto podkreślić, prawa i obowiązki wynikające z decyzji o warunkach zabudowy, za zgodą jej adresata, mogą zostać przeniesione na osobę trzecią.

Przesłanki ustalenia warunków zabudowy co do zasady określa art. 61 ust. 1 u.p.z.p. Zgodnie z tym przepisem wydanie decyzji o warunkach zabudowy jest możliwe jedynie w przypadku łącznego spełnienia następujących warunków: (i) co najmniej jedna działka sąsiednia, dostępna z tej samej drogi publicznej, jest zabudowana w sposób pozwalający na określenie wymagań dotyczących nowej zabudowy w zakresie kontynuacji funkcji, parametrów, cech i wskaźników kształtowania zabudowy oraz zagospodarowania terenu, w tym gabarytów i formy architektonicznej obiektów budowlanych, linii zabudowy oraz intensywności wykorzystania terenu, (ii) teren ma dostęp do drogi publicznej, (iii) istniejące lub projektowane uzbrojenie terenu, z uwzględnieniem ust. 5, jest wystarczające dla zamierzenia budowlanego, (iv) teren nie wymaga uzyskania zgody na zmianę przeznaczenia gruntów rolnych i leśnych na cele nierolnicze i nieleśne albo jest objęty zgodą uzyskaną przy sporządzaniu miejscowych planów, które utraciły moc na podstawie art. 67 ustawy, o której mowa w art. 88 ust. 1⁴⁰, (v) decyzja jest zgodna z przepisami odrębnymi, (vi) zamierzenie budowlane nie znajdzie się w obszarze:

a) w stosunku do którego decyzją o ustaleniu lokalizacji strategicznej inwestycji w zakresie sieci przesyłowej, o której mowa w art. 5 ust. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych (Dz. U 2021, poz. 428, 784 i 922), ustanowiony został zakaz, o którym mowa w art. 22 ust. 2 pkt 1 tej ustawy,

b) strefy kontrolowanej wyznaczonej po obu stronach gazociągu,

c) strefy bezpieczeństwa wyznaczonej po obu stronach rurociągu.

W przypadku inwestycji obejmujących odnawialne źródła energii decyzję o warunkach zabudowy można wydać także wtedy, gdy nieruchomości, na której instalacja ma zostać wybudowana, nie ma dostępu do drogi publicznej, a także wówczas, gdy nie jest spełniona przesłanka wskazana w art. 61 ust. 1 pkt 1 u.p.z.p., określane często jako tzw. zasada dobrego sąsiedztwa. Wynika to z wyraźnego brzmienia

⁴⁰ T.j. ustawy z 07.07.1994 r. o zagospodarowaniu przestrzennym (Dz. U. 1999, poz. 139, z późn. zm.).

art. 61 ust. 3 u.p.z.p., zgodnie z którym przepisów art. 61 ust. 1 pkt 1 i 2 u.p.z.p. nie stosuje się do linii kolejowych, obiektów liniowych i urządzeń infrastruktury technicznej, a także instalacji odnawialnego źródła energii w rozumieniu art. 2 pkt 13 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.

W praktyce stosowania przepisów regulujących zagadnienia lokalizacji inwestycji obejmujących budowę instalacji odnawialnych źródeł energii pojawiały się poważne problemy, wynikające z niekonsekwencji ustawodawcy w zakresie definiowania kluczowych z tego punktu widzenia pojęć. W szczególności w zakresie wykładni pojęcia „urządzeń infrastruktury technicznej”, na gruncie art. 61 ust. 3 u.p.z.p., w przeszłości ukształtowały się dwie rozbieżne linie orzecznicze. Zgodnie z pierwszą z nich, interpretacja pojęcia urządzeń infrastruktury technicznej, w tym urządzeń energetycznych, powinna uwzględniać rozwój w energetyce odnawialnych źródeł energii. Dlatego też przy dokonywaniu wykładni pojęcia „urządzenie elektryczne”, jako urządzenie infrastruktury technicznej, na podstawie art. 61 ust. 3 ustawy konieczne jest zastosowanie wykładni funkcjonalnej i dynamicznej, uwzględniającej: po pierwsze – cel, jakiemu ma służyć odwołanie się w tym przepisie do tego pojęcia; po drugie – uwzględniającej, że następuje ewolucja techniczna i technologiczna urządzeń elektrycznych i coraz większy procent energii jest wytwarzany ze źródeł odnawialnych. W konsekwencji skoro przykładowo elektrownie wiatrowe stanowią urządzenia infrastruktury technicznej w rozumieniu art. 61 ust. 3 u.p.z.p., to brak jest podstaw do odmiennego traktowania instalacji fotowoltaicznej. W ramach drugiej przeciwstawnej linii orzeczniczej podkreśla się, że realizacja inwestycji polegającej na budowie systemu fotowoltaicznego prowadzi w efekcie do faktycznej zmiany przeznaczenia terenu z przeważającej funkcji na funkcję przemysłową. Za taką bowiem uznać należy produkcję (wytwarzanie) i sprzedaż energii elektrycznej. Realizacja tego rodzaju inwestycji spowoduje zatem zmianę dotychczasowego sposobu zagospodarowania terenu i powoduje zmianę jego funkcji. W efekcie powstaje teren zabudowany, wykorzystywany dla celów produkcyjnych, związanych z produkcją (wytwarzaniem) energii elektrycznej. Dlatego należy przyjąć, że elektrownia słoneczna, tj. wytwarzająca energię elektryczną ze źródła odnawialnego, instalacja fotowoltaiczna o mocy przekraczającej 100 kW, nie stanowi urządzenia infrastruktury technicznej, o którym mowa w art. 61 ust. 3 ustawy.

Zgodnie z poglądem wyrażonym przez Naczelny Sąd Administracyjny w wyroku z 9 grudnia 2020 r., II OSK 3705/19, stanowisko, które wyklucza urządzenia wytwarzające energię (elektrownie fotowoltaiczne) z kategorii urządzeń infrastruktury technicznej określonej w art. 61 ust. 3 ustawy, znajduje potwierdzenie w nowelizacji tego przepisu dokonanej ustawą z 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. 2019, poz. 1524). Na mocy art. 4 pkt 2 ustawy nowelizującej, zmieniającej m.in. ustawę o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, z dniem 29 grudnia 2019 r. instalacje odnawialnego źródła energii w rozumieniu art. 2 pkt 13 ustawy z 20 lutego 2015 r. dodano jako

kolejne obiekty zwolnione z wymogów spełnienia warunków wynikających z zasady dobrego sąsiedztwa, art. 61 ust. 1 u.p.z.p.. Posłużenie się przez ustawodawcę pojęciem instalacji odnawialnego źródła energii, obok pojęcia urządzeń infrastruktury technicznej, wyklucza możliwość utożsamiania tych pojęć. Zważywszy, że w świetle definicji zawartej w art. 2 pkt 13 ppkt a) ustawy z 20 lutego 2015 r. instalacja fotowoltaiczna mieści się w pojęciu instalacji odnawialnego źródła energii, to brak jest podstaw do tego, aby w dalszym ciągu, posiłkując się orzecznictwem sprzed tej nowelizacji, wywodzić, że elektrownie fotowoltaiczne stanowią urządzenia infrastruktury technicznej.

Podkreślić należy jednak, że wskutek zmiany brzmienia art. 61 ust. 3 u.p.z.p., która nastąpiła z dniem 29 sierpnia 2019 r., zakres tego przepisu został rozszerzony poprzez wyraźne wskazanie w jego treści również instalacji odnawialnego źródła energii w rozumieniu art. 2 pkt 13 ustawy z 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. Zmiana ustawy w zakresie brzmienia art. 61 ust. 3 u.p.z.p. zdezaktualizowała zatem występujące wcześniej w orzecznictwie rozbieżności, jakie pojawiały się w zakresie definiowania urządzeń infrastruktury technicznej. Brzmienie powyższego przepisu jest obecnie jednoznaczne, odpowiada celom ustawy, a tym samym należy podzielić stanowisko w zakresie kwalifikacji instalacji odnawialnego źródła energii, mając na względzie art. 2 pkt 13 ustawy z 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii w zw. z art. 2 pkt 22 tej ustawy, że przedsięwzięcie polegające na budowie infrastruktury umożliwiającej produkcję energii z odnawialnych źródeł energii, tj. energii słonecznej, stanowi instalację odnawialnego źródła energii. Podkreślić przy tym należy, że tego typu uznanie rodzi dalsze konsekwencje w postaci braku konieczności weryfikacji czy zamierzenie inwestycyjne spełnia wymogi z przepisów art. 61 ust. 1 pkt 1 i 2 u.p.z.p. Warunkiem wydania decyzji o warunkach zabudowy dla instalacji odnawialnego źródła energii (oczywiście innego niż elektrownia wiatrowa) jest jednak łączne spełnienie wszystkich pozostałych, wskazanych powyższej przesłanek, w tym przesłanki dotyczącej braku konieczności uzyskania zgody na zmianę przeznaczenia gruntów rolnych i leśnych na cele nierolnicze i nieleśne względnie objęcia danego terenu zgodą na taką zmianę uzyskaną przy sporządzaniu historycznych, nieobowiązujących już planów miejscowych (art. 61 ust. 1 pkt 4). W związku z tym, że wiele instalacji odnawialnych źródeł energii, przykładowo: elektrownie wiatrowe, biogazownie czy instalacje fotowoltaiczne, lokalizowane są często na gruntach rolnych podlegających ochronie na podstawie ustawy o ochronie gruntów rolnych i leśnych⁴¹, przesłanka ta ma szczególne znaczenie.

W rozumieniu przedmiotowej ustawy gruntami rolnymi są przede wszystkim grunty określone w ewidencji gruntów jako użytki rolne⁴². Stosownie do art. 7 ust.

⁴¹ Ustawa z 03.02.1995 r. o ochronie gruntów rolnych i leśnych (tekst jedn. Dz. U. 2021, poz. 1326).

⁴² Zgodnie z brzmieniem art. 2 ustawy o ochronie gruntów rolnych i leśnych gruntami rolnymi, obok sklasyfikowanych w ewidencji gruntów jako użytki rolne, są również grunty: pod stawami rybnymi i innymi zbiornikami wodnymi, służącymi wyłącznie dla potrzeb rolnictwa, grunty pod wcho-

2 ustawy o kształtowaniu ustroju rolnego zgody ministra właściwego do spraw rozwoju wsi wymaga przeznaczenie na cele nierolnicze i nieleśne gruntów rolnych stanowiących użytki rolne klas I-III. Wprawdzie art. 7 ust. 2a wskazanej ustawy ustanawia pewne wyjątki od tej zasady dopuszczające możliwość przekształcenia na cele nierolnicze gruntów rolnych obejmujących gleby wyższych klas, ale ze względu na szczególny charakter bardzo ograniczony areal gruntów, których te wyjątki dotyczą, nie mają one istotnego znaczenia z punktu widzenia realizacji inwestycji obejmujących instalacje odnawialnych źródeł energii. W konsekwencji wydanie decyzji o warunkach zabudowy dla inwestycji tego typu możliwe jest jedynie na gruntach klas IV-VI. W przypadku gruntów stanowiących użytki klas wyższych lokalizacja instalacji odnawialnych źródeł energii wymaga uchwalenia miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, co jest uwarunkowane uzyskaniem zgody Ministra Rolnictwa i Rozwoju Wsi, o której mowa w art. 7 ust. 2 pkt 1 ustawy o ochronie gruntów rolnych i leśnych. Zgoda ta wyrażana jest w formie decyzji administracyjnej na wniosek wójta, burmistrza lub prezydenta miasta. Okoliczność, iż niektóre z instalacji odnawialnych źródeł energii (np. elektrownie wiatrowe) zajmują często jedynie bardzo niewielkie enklawy gruntu rolnego nie ma w tym przypadku znaczenia. W orzecnictwie sądów administracyjnych konsekwentnie podnosi się, że zlokalizowanie elektrowni wiatrowych w każdym przypadku pociąga za sobą zmianę przeznaczenia gruntu na nierolnicze⁴³. Uchwalenie miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego bez uzyskania zgody ministra stanowi naruszenie zasad jego sporządzania w rozumieniu art. 28 ust. 1 u.p.z.p.⁴⁴, dające podstawę do stwierdzenia nieważności uchwały zatwierdzającej projekt planu miejscowego.

Od zasygnalizowanego powyżej zagadnienia zmiany przeznaczenia gruntów rolnych na cele nierolnicze należy odróżnić wymóg uzyskania zgody na wyłączenie gruntu z produkcji rolnej. Lokalizacja instalacji odnawialnych źródeł energii na terenach rolnych wymaga bowiem nie tylko dokonania zgody na ich przeznaczenie na cele nierolnicze, ale także, już po zmianie przeznaczenia uzyskania odrębnego

dzącymi w skład gospodarstw rolnych budynkami mieszkalnymi oraz innymi budynkami i urządzeniami służącymi wyłącznie produkcji rolniczej oraz przetwórstwu rolno-spożywczemu, grunty pod budynkami i urządzeniami służącymi bezpośrednio do produkcji rolniczej uznanej za dział specjalny, stosownie do przepisów o podatku dochodowym od osób fizycznych i podatku dochodowym od osób prawnych, grunty parków wiejskich oraz pod zadrzewieniami i zakrzewieniami śródpolnymi, w tym również pod pasami przeciwwietrznymi i urządzeniami przeciwerozyjnymi, grunty rodzinnych ogrodów działkowych i ogrodów botanicznych, grunty pod urządzeniami: melioracji wodnych, przeciwpowodziowych i przeciwpożarowych, zaopatrzenia rolnictwa w wodę, kanalizacji oraz utylizacji ścieków i odpadów dla potrzeb rolnictwa i mieszkańców wsi, grunty zrekultywowane dla potrzeb rolnictwa, torfowiska i oczka wodne, a także grunty pod drogami dojazdowymi do gruntów rolnych. Zgodnie z § 9 Rozporządzenia Ministra Rozwoju, Pracy i Technologii z 27.07.2021 r. w sprawie ewidencji gruntów i budynków (Dz. U. 2021, poz. 1390) pojęcie użytki rolne obejmuje grunty orne, łąki trwałe, pastwiska trwałe, sady, grunty rolne zabudowane, grunty zadrzewione i zakrzewione na użytkach rolnych, grunty pod stawami, oraz grunty pod rowami.

⁴³ Zob. Wyrok NSA z 26.06.2014 r., sygn. II OSK 197/13.

⁴⁴ Zob. Wyrok WSA w Krakowie z 10.04.2015 r., sygn. II SA/Kr 81/15.

rozstrzygnięcia administracyjnego, określającego szczegółowe warunki rozpoczęcia na gruncie dotychczas kwalifikowanym jako rolnej działalności o charakterze nierolniczym.

Ustawa o ochronie gruntów rolnych i leśnych definiuje pojęcie wyłączenia gruntu z produkcji rolnej jako czynność faktyczną – rozumianą jako rozpoczęcie innego niż rolnicze lub leśne użytkowanie gruntów (art. 4 pkt 11). Czynność ta podlega jednak reglamentacji prawnej. Zgodnie bowiem z art. 11 wskazanej ustawy wyłączenie z produkcji użytków rolnych wytworzonych z gleb pochodzenia mineralnego i organicznego, zaliczonych do klas I, II, III, IIIa, IIIb, oraz użytków rolnych klas IV, IVa, IVb, V i VI wytworzonych z gleb pochodzenia organicznego, a także pozostałych rodzajów gruntów rolnych (tj. gruntów rolnych innych niż sklasyfikowane w ewidencji gruntów jako użytki rolne) oraz gruntów leśnych, przeznaczonych na cele nierolnicze i nieleśne – może nastąpić po wydaniu decyzji zezwalających na takie wyłączenie. Organem właściwym w sprawach wydawania tego rodzaju decyzji jest starosta. W decyzji dotyczącej wyłączenia z produkcji użytków rolnych wytworzonych z gleb pochodzenia mineralnego i organicznego, zaliczonych do klas I, II, III, IIIa, IIIb, a także gruntów rolnych innych niż sklasyfikowane w ewidencji gruntów jako użytki rolne oraz gruntów leśnych, przeznaczonych na cele nierolnicze i nieleśne określa się obowiązki związane z wyłączeniem. Wniosek o wyłączenie z produkcji użytków rolnych klas IV, IVa, IVb, V i VI wytworzonych z gleb pochodzenia organicznego jest wiążący, a decyzja ma charakter deklaratoryjny.

Wydanie decyzji o zgodzie na wyłączenie gruntu z produkcji rolnej następuje przed uzyskaniem pozwolenia na budowę albo dokonaniem zgłoszenia budowy lub wykonania robót budowlanych. Decyzje te dołącza się do wniosku o pozwolenie na budowę albo zgłoszenia budowy lub wykonania robót budowlanych. Należy wreszcie zauważyć, że osoba, która uzyskuje zezwolenie na wyłączenie gruntów z produkcji, jest obowiązana uiścić należność i opłaty roczne, a w odniesieniu do gruntów leśnych – także jednorazowe odszkodowanie w razie dokonania przedwczesnego wyrębu drzewostanu. Obowiązek taki powstaje od dnia faktycznego wyłączenia gruntów z produkcji. Kwoty należności i opłat rocznych mogą być bardzo wysokie. Ich wysokość zależy od klasy bonitacyjnej gruntów, rodzajów użytków, a także od ich położenia. Podstawę naliczenia opłat stanowi art. 12 ustawy o ochronie gruntów rolnych i leśnych.

Podsumowując, należy stwierdzić, że kwestie związane z lokalizacją instalacji odnawialnych źródeł energii są przedmiotem regulacji przede wszystkim w płaszczyźnie przepisów o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, przy czym istotną rolę odgrywają również omówione powyżej przepisy ustaw szczegółowych, w tym przede wszystkim ustaw o odnawialnych źródłach energii oraz o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych. Choć w gruncie rzeczy przepisy te stanowią zwarty system, to jak się wydaje zostały niepotrzebnie rozproszone, co nieco utrudnia ich stosowanie. Należy wreszcie zauważyć, że omawiane powyżej przepi-

sy podlegały licznym zmianom, co często miało wpływ na realizację już rozpoczętych inwestycji. Proces zmian uwarunkowań prawnych realizacji inwestycji obejmujących instalacje źródeł energii odnawialnej trwa zresztą nadal. Tak jak zostało to wcześniej zasygnalizowane, w najbliższym czasie należy spodziewać się istotnej nowelizacji ustawy dotyczącej budowy elektrowni wiatrowych, która – jak można mieć nadzieję – może złagodzić bez wątpienia nadmierny rygoryzm obecnych przepisów.

4.2. Decyzja środowiskowa. Przyłączenie do sieci

4.2.1. Decyzja środowiskowa¹

Wprowadzenie

Wymogi ochrony środowiska dotyczą wielu aspektów problematyki odnawialnych źródeł energii. W tym rozdziale przedstawione zostaną te obowiązki prawne, które związane są z procesem inwestycyjno-budowlanym OZE. Najważniejszym aktem prawnym w tym zakresie jest **ustawa z 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko**². Reguluje ona główną procedurę wyznaczającą wymogi prawnośrodowiskowe w procesie inwestycyjno-budowlanym: postępowanie administracyjne w sprawie wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach (decyzji środowiskowej) oraz instytucję oceny oddziaływania na środowisko.

W odniesieniu do instalacji OZE obowiązki te mają istotny wymiar praktyczny. Szacuje się, że na przykład dla 50% działających instalacji fotowoltaicznych na koniec 2020 roku konieczne było uzyskanie decyzji środowiskowej. Jeśli zaś chodzi o moc zainstalowaną w tego rodzaju OZE, to 87% stanowią instalacje fotowoltaiczne, które objęte były wymogiem uzyskania decyzji środowiskowej³.

Warto zauważyć, że **postępowanie w sprawie wydania decyzji środowiskowej i ocena oddziaływania na środowisko (OOŚ)** to pojęcia powiązane, ale nie tożsame. OOŚ jest elementem postępowania dotyczącego decyzji środowiskowej, który jednak nie zawsze występuje. Celem postępowania w sprawie wydania decyzji środowiskowej jest kompleksowe rozważenie, czy i jak planowana inwestycja będzie

¹ Nazwa „decyzja środowiska” stanowi przyjęte w praktyce określenie odnoszące się do ustawowego terminu „decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach”.

² T.j. Dz. U. 2022.1029 ze zm. (dalej jako u.u.i.o.ś).

³ O. Skibicki, M. Dończyk, M. Stupak, M. Korzon, *Odnawialne źródła energii. Poradnik dla inwestorów oraz wytwórców energii*, Warszawa 2022, s. 131–132.

wpływać na środowisko. W ramach tego postępowani w odniesieniu do przedsięwzięć zidentyfikowanych jako mogące znacząco oddziaływać na środowisko przeprowadzana jest OOS. Celem OOS jest zaś zebranie informacji o wpływie konkretnego planowanego przedsięwzięcia na środowisko, poprzez rozważenie różnych wariantów i rozwiązań zapobiegających, a jeśli to niemożliwe, minimalizujących negatywne oddziaływania na środowisko. Pozwala to przewidzieć, w jak najbardziej prawdopodobny sposób, jakie mogą w przyszłości wystąpić skutki dla środowiska w wyniku realizacji planowanego przedsięwzięcia. Zebrane w ten sposób informacje mają umożliwić podjęcie najlepszej decyzji realizacyjnej (odpowiednio ukształtowanej pod względem wymogów środowiskowych). Na tej podstawie organ określa środowiskowe uwarunkowania, które muszą być uwzględnione na etapie projektowania, realizacji i funkcjonowania przedsięwzięcia.

Ocena oddziaływania na środowisku jest więc elementem postępowania administracyjnego w sprawie wydania decyzji środowiskowej, stanowiącym określony przez prawo ciąg działań, który ma na celu właśnie ustalenie tych wymogów. Decyzja środowiskowa to nie tylko akt wydany w oparciu o formalną weryfikację złożonego przez inwestora wniosku, ale stanowić powinna wynik rzetelnej i realnej analizy wpływu przedsięwzięcia na środowisko.

Dla instalacji OZE nie zawsze obowiązek uzyskania decyzji środowiskowej będzie wiązał się z koniecznością przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko. Nie dla wszystkich przedsięwzięć ta część postępowania w sprawie wydania decyzji środowiskowej wystąpi, ale tylko kiedy taki wymóg przewidują przepisy prawa. Wtedy postępowanie w sprawie decyzji środowiskowej, w ramach którego przeprowadza się ocenę oddziaływania na środowisko, jest bardziej skomplikowane i dłuższe.

Dodatkowo szczególne obowiązki mogą wystąpić w przypadku planowanych **przedsięwzięć, mogących znacząco oddziaływać na obszar Natura 2000**. Natura 2000 stanowi formę ochrony przyrody, dla której przepisy prawa ochrony środowiska przewidują szczególne wymogi ochrony. Zasadniczo analizę i ocenę oddziaływania przedsięwzięcia na obszar Natura 2000 przeprowadza się w ramach OOS w postępowaniu w sprawie wydania decyzji środowiskowej (art. 62 ust. 2 u.u.i.o.ś.). Jednak, nawet gdy OOS i decyzja środowiskowa nie są wymagane, w pewnych sytuacjach konieczne może być przeprowadzenie oceny oddziaływania przedsięwzięcia na obszar Natura 2000, jeśli właściwy organ stwierdzi taki obowiązek⁴.

Specyfika decyzji środowiskowej

Co istotne, **wydanie decyzji środowiskowej** (jeśli jest wymagana przepisami prawa) **następuje przed uzyskaniem zgody na realizację inwestycji**. Zgoda ta ma formę decyzji administracyjnej (dla instalacji OZE będzie to przede wszystkim pozwolenie na budowę lub decyzja o warunkach zabudowy i zagospodarowa-

⁴ Procedura ta regulowana jest w Rozdziale 5 u.u.i.o.ś.

nia terenu), ale nie jest ona co do zasady regulowana przepisami u.u.i.o.ś⁵. W art. 72 u.u.i.o.ś. wymieniono natomiast te decyzje, których wydanie jest poprzedzane uzyskaniem decyzji środowiskowej. Wydanie decyzji środowiskowej następuje też przed dokonaniem zgłoszenia budowy (art. 72 ust. 1a u.u.i.o.ś).

Zatem inwestor na podstawie różnych przepisów prawa zobowiązany jest uzyskać dla planowanej inwestycji OZE decyzję realizacyjną (bądź zgłosić inwestycję), a przed tym musi uzyskać decyzję środowiskową regulowaną w u.u.i.o.ś. Takie usytuowanie OOS i postępowania w sprawie decyzji środowiskowej w procesie inwestycyjno-budowlanym, tzn. na jak najwcześniejszym jego etapie, wynika z zasad prawa ochrony środowiska: zasady prewencji (zapobiegania) i przezorności (ostrożności). Konsekwencją tego jest też to, że OOS i postępowanie w sprawie decyzji środowiskowej można przeprowadzić tylko dla inwestycji planowanej (przed jej realizacją), a nawet przed sporządzeniem jej szczegółowego projektu na potrzeby uzyskania zgody realizacyjnej. Co do zasady **ocenę oddziaływania na środowisko przedsięwzięcia przeprowadza się tylko raz** w procesie inwestycyjno-budowlanym⁶. Jeżeli więc na przykład dla danej inwestycji OZE inwestor musi uzyskać najpierw decyzję o warunkach zabudowy, a następnie pozwolenie na budowę, to o decyzję środowiskową występuje tylko raz – przed pierwszą decyzją realizacyjną wymaganą przepisami prawa.

Decyzja środowiska określa środowiskowe uwarunkowania realizacji przedsięwzięcia (art. 71 ust. 1 u.u.i.o.ś). Są to nieraz bardzo szczegółowe wymogi i warunki dotyczące ograniczania negatywnego wpływu inwestycji, odnoszące się do etapów jej projektowania, realizacji i eksploatacji czy użytkowania. W szczególności ustalają one warunki korzystania ze środowiska dotyczące zabezpieczenia terenu budowy, aby uwzględnić konieczność ochrony cennych wartości przyrodniczych i ograniczenie uciążliwości dla terenów sąsiednich: np. prowadzenie transportu elementów konstrukcyjnych i prac budowlano-montażowych wyłącznie w porze dziennej, zapewnienie odstępu ogrodzenia od gruntu dla swobodnej wędrówki małych zwierząt, wykonanie wszystkich budynków farmy fotowoltaicznej w odcieniach szarości i zieleni, aby zmniejszyć widoczność instalacji w krajobrazie, mycie paneli fotowoltaicznych tylko czystą wodą bez dodatków detergentów, nakaz wyłączania turbin wiatrowych w określonych okresach i warunkach (dla ochrony nietoperzy lub lęgowych gatunków ptaków).

Warto zauważyć, że choć **decyzja środowiskowa wiąże organy wydające późniejsze decyzje realizacyjne** w procesie inwestycyjno-budowlanym (art. 86 u.u.i.o.ś), to jednak **nie stanowi ona zgody na realizację inwestycji**. Organ wydający decyzję środowiskową nie wyraża zgody na zrealizowanie przedsięwzięcia, lecz

⁵ Wyjątek w tym zakresie związany jest z uzupełniającymi ocenami oddziaływania na środowisko.

⁶ Wyjątkiem jest ponowne przeprowadzenie oceny oddziaływania na środowisko w przypadkach wskazanych w art. 88 u.u.i.o.ś.

ustala, czy może ono znacząco oddziaływać na środowisko, a jeśli tak, to przeprowadza ocenę oddziaływania na środowisko. Następnie na podstawie jej wyników określa warunki realizacji i funkcjonowania przedsięwzięcia, które pozwolą zminimalizować ten negatywny wpływ. Natomiast jeśli w świetle wynikających z prawa wymogów ochrony środowiska, nie jest możliwe ustalenie środowiskowych warunkowań, wtedy organ wydaje decyzję odmowną. W praktyce uzyskanie pozytywnej decyzji środowiskowej warunkuje wydanie decyzji realizacyjnych i w tym sensie określa się czasem decyzję środowiskową jako „zgodę środowiskową”, ale należy pamiętać, że jest to pewien skrót myślowy.

Dla ustalenia, jakie są wymogi prawne związane z ocenami oddziaływania na środowisko w procesie inwestycyjno-budowlanym konkretnej instalacji OZE, konieczne jest więc stwierdzenie: (1) czy przepisy prawa przewidują dla niej obowiązek uzyskania decyzji środowiskowej oraz (2) czy konieczne jest przeprowadzenie oceny oddziaływania na środowisko (jako etapu postępowania w sprawie wydania decyzji środowiskowej).

Instalacja OZE jako „przedsięwzięcie” wymagające decyzji środowiskowej oraz OOŚ

W rozumieniu przepisów u.u.i.o.ś. instalacja OZE stanowi „**przedsięwzięcie**”, które zdefiniowane jest w ustawie jako „zamierzenie budowlane lub inna ingerencja w środowisko polegająca na przekształceniu lub zmianie sposobu wykorzystania terenu, w tym również na wydobywaniu kopalin; przedsięwzięcia powiązane technologicznie kwalifikuje się jako jedno przedsięwzięcie, także jeżeli są one realizowane przez różne podmioty” (art. 3 ust. 1 pkt 13 u.u.i.o.ś.). Pojęcie „przedsięwzięcia” jest więc bardzo szerokie i obejmuje nie tylko budynki czy budowle.

Końcowa fraza powyższej definicji „przedsięwzięcia” wskazuje na ważny aspekt, który należy uwzględnić w rozpatrywaniu obowiązków prawnych dotyczących OOŚ i decyzji środowiskowej dla konkretnej instalacji OZE. Chodzi o zapobieganie dzielenia przez inwestorów jednego przedsięwzięcia na mniejsze części czy etapy w celu uniknięcia obowiązku uzyskania decyzji środowiskowej lub przeprowadzenia jednej kompleksowej oceny oddziaływania na środowisko dla całej inwestycji i opracowania związanej z tą procedurą dokumentacji. Przedsięwzięcie obejmujące różne rodzaje ingerencji w środowisko należy traktować jako całość, jeśli są „powiązane technologicznie”. Sądy administracyjne wielokrotnie jednoznacznie wypowiadały się w tym zakresie⁷, także Trybunał UE⁸. Rozpatrywanie owego

⁷ Zob. np. Wyrok NSA z 15.02.2018 r. sygn. akt II OSK 1847/17; Wyrok WSA w Poznaniu z 13.05.2021 r., sygn. IV SA/Po 38/21; Wyrok WSA w Warszawie z 22.06.2017, sygn. IV SA/Wa 248/17; Wyrok WSA w Gorzowie Wielkopolskim z 7.04.2010 r., II SA/Go 950/09.

⁸ Zob. np. Wyrok TS z 2 marca 2013 r., C-244/12, Salzburger Flughafen GmbH v. Umweltsenat, ECLI:EU:C:2013:203, pkt 37; Wyrok TS z 17.03.2011, C-275/09, Brussels Hoofdstedelijk Gewest i Inni v. Vlaams Gewest, ZOTSiS 2011/3B/I-1753-1784.

powiązania technologicznego powinno uwzględniać cel, funkcje i zadania przedsięwzięcia, a także skumulowane skutki wywierane łącznie z innymi przedsięwzięciami oraz ewentualne zwiększenie negatywnego oddziaływania na środowisko i być interpretowane szeroko. Powiązanie technologiczne powinno być rozumiane jako „taki związek pomiędzy inwestycjami, który powoduje, że wspólnie tworzą one zorganizowaną całość w postaci jednej spójnej infrastruktury ukierunkowanej na ten sam cel gospodarczy”⁹, choć nie każdy związek funkcjonalny można uznać za „powiązanie technologiczne”, o którym mowa w definicji¹⁰.

Obowiązek uzyskania decyzji środowiskowej dotyczy dwóch rodzajów przedsięwzięć. (art. 71 ust. 2 u.u.i.o.ś.):

- a. mogących **zawsze** znacząco oddziaływać na środowisko (grupa I),
- b. mogących **potencjalnie** znacząco oddziaływać na środowisko (grupa II).

Rodzaje przedsięwzięć należących do obu grup są wymienione w **rozporządzeniu RM z 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko**¹¹. Inwestor musi więc sięgnąć do rozporządzenia, aby ustalić, czy planowana przez niego instalacja OZE jest tam ujęta oraz, do której z dwóch grup ona należy. Dla obu grup przedsięwzięć konieczne będzie uzyskanie decyzji środowiskowej, ale postępowanie w sprawie jej wydania będzie przebiegało inaczej.

Przedsięwzięcia mogące **zawsze** znacząco oddziaływać na środowisko (grupa I) będą zawsze wymagały przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko. Natomiast dla przedsięwzięć mogących **potencjalnie** znacząco oddziaływać na środowisko (grupa II) ten element postępowania nie zawsze będzie konieczny. Organ prowadzący postępowanie dokonuje wstępnej oceny, czy konieczne jest przeanalizowanie wpływu przedsięwzięcia na środowisko w ramach OOS, bo mamy do czynienia ze znaczącym oddziaływaniem na środowisko, czy też ten „potencjał” znaczącego oddziaływania na środowisku w danym konkretnym przypadku nie występuje. Rezultatem tej wstępnej oceny może być nałożenie w formie postanowienia obowiązku przeprowadzenia OOS (art. 63 u.u.i.o.ś), w przypadku, gdy istnieje możliwość znaczącego oddziaływania instalacji na środowisko. Natomiast, gdy organ uzna, że znaczące oddziaływanie nie występuje i nie trzeba przeprowadzać OOS, wyda decyzję środowiskową bez przeprowadzenia OOS.

⁹ Wyrok WSA w Szczecinie z 25.08.2016 r., II SA/Sz 530/15.

¹⁰ Np. w Wyroku WSA w Poznaniu z 15.07.2022, II Sa/Po 303/22 Sąd rozpatrywał przypadek planowanej biogazowni i jej powiązania technologicznego z sąsiadującą fermą trzody chlewnej, której gnojowicę ma głównie utylizować, produkując energię do ogrzania fermy. Fakt takich powiązań Sąd uznał za wskazujący na związek funkcjonalny (wynikający z racjonalności działania), a nie technologiczny. Wykazanie powiązania technologicznego wymagałoby ustalenia ukierunkowania na ten sam cel gospodarczy.

¹¹ Dz. U, 2019, poz. 1839 ze zm. (dalej jako: rozporządzenie z 10.09.2019 r.).

Instalacje OZE jako przedsięwzięcia mogące znacząco oddziaływać na środowisko

Jak wskazano powyżej, postępowanie w sprawie decyzji środowiskowej i oceny oddziaływania na środowisko są ściśle związane z zakwalifikowaniem planowanej instalacji OZE do odpowiedniej kategorii przedsięwzięć w oparciu o przepisy rozporządzenia z 10.09.2019 r. Akt ten zawiera w § 2 listę przedsięwzięć mogących **zawsze** znacząco oddziaływać na środowisko (grupa I), a w § 3 listę przedsięwzięć mogących **potencjalnie** znacząco oddziaływać na środowisko (grupa II). Instalacje OZE obejmują zróżnicowane technologicznie przedsięwzięcia, dlatego ich kwalifikacja w kontekście decyzji środowiskowych i ocen oddziaływania na środowisko wymaga zawsze sięgnięcia do aktualnej treści tego rozporządzenia.

Instalacje OZE będą należały w większości do grupy II (przedsięwzięcia mogące potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko). Jednak niektóre instalacje OZE mogą być zakwalifikowane do grupy I. Na przykład:

- niektóre elektrownie wiatrowe:

§ 2 ust. 1 pkt 5 rozporządzenia z 10.09.2019 r.: *elektrownie wiatrowe (instalacje wykorzystujące do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru) o łącznej mocy nominalnej elektrowni nie mniejszej niż 100 MW oraz lokalizowane na obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej;*

- biogazownie używające do produkcji biomasy stanowiącą odpad niebezpieczny lub o dużej zdolności przyjmowania odpadów;

§ 2 ust. 1 pkt 41: *instalacje do przetwarzania w rozumieniu art. 3 ust. 1 pkt 21 ustawy z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach (Dz. U. z 2019 r. poz. 701, 730, 1403 i 1579) odpadów niebezpiecznych, w tym składowiska odpadów niebezpiecznych oraz miejsca retencji powierzchniowej odpadów niebezpiecznych;*

§ 2 ust. 1 pkt 41: *instalacje do przetwarzania w rozumieniu art. 3 ust. 1 pkt 21 ustawy z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach odpadów inne niż wymienione w pkt 41 i 46, w tym składowiska odpadów inne niż wymienione w pkt 41, mogące przyjmować odpady w ilości nie mniejszej niż 10 t na dobę lub o całkowitej pojemności nie mniejszej niż 25 000 t, z wyłączeniem instalacji do wytwarzania biogazu rolniczego w rozumieniu art. 2 pkt 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2018 r. poz. 2389, z późn. zm.).*

Przy rozpatrywaniu planowanej instalacji OZE w kontekście przedsięwzięć II grupy, należy wziąć pod uwagę w szczególności następujące przepisy rozporządzenia z 10.09.2019 r., wskazujące jako przedsięwzięcia mogące potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko (grupa II):

- **§ 3 ust. 1 pkt 5:** elektrownie wodne;

- **§ 3 ust. 1 pkt 6:** [elektrownie wiatrowe] *instalacje wykorzystujące do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, inne niż wymienione w § 2 ust. 1 pkt 5:*

a) lokalizowane na obszarach objętych formami ochrony przyrody, o których mowa w art. 6 ust. 1 pkt 1-5, 8 i 9 ustawy z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie

przyrody (Dz. U. z 2018 r. poz. 1614, 2244 i 2340 oraz z 2019 r. poz. 1696 i 1815), z wyłączeniem instalacji przeznaczonych wyłącznie do zasilania znaków drogowych i kolejowych, urządzeń sterujących lub monitorujących ruch drogowy lub kolejowy, znaków nawigacyjnych, urządzeń oświetleniowych, billboardów i tablic reklamowych,

b) o całkowitej wysokości nie niższej niż 30 m;

• **§ 3 ust. 1 pkt 47:** [biogazownie] instalacje do produkcji paliw z produktów roślinnych, z wyłączeniem instalacji do wytwarzania biogazu rolniczego w rozumieniu art. 2 pkt 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, o zainstalowanej mocy elektrycznej nie większej niż 0,5 MW lub wytwarzających ekwiwalentną ilość biogazu rolniczego wykorzystywanego do innych celów niż produkcja energii elektrycznej;

• **§ 2 ust. 1 pkt 54:** [farmy fotowoltaiczne] zabudowa przemysłowa, w tym zabudowa systemami fotowoltaicznymi, lub magazynowa, wraz z towarzyszącą jej infrastrukturą, o powierzchni zabudowy nie mniejszej niż:

a) 0,5 ha na obszarach objętych formami ochrony przyrody, o których mowa w art. 6 ust. 1 pkt 1-5, 8 i 9 ustawy z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody, lub w otulinach form ochrony przyrody, o których mowa w art. 6 ust. 1 pkt 1-3 tej ustawy,

b) 1 ha na obszarach innych niż wymienione w lit. a;

• **§ 2 ust. 1 pkt 82:** [biogazownie] instalacje związane z przetwarzaniem w rozumieniu art. 3 ust. 1 pkt 21 ustawy z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach, inne niż wymienione w § 2 ust. 1 pkt 41-47, z wyłączeniem instalacji do wytwarzania biogazu rolniczego w rozumieniu art. 2 pkt 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, o zainstalowanej mocy elektrycznej nie większej niż 0,5 MW lub wytwarzających ekwiwalentną ilość biogazu rolniczego wykorzystywanego do innych celów niż produkcja energii elektrycznej, a także miejsca retencji powierzchniowej odpadów oraz rekultywacja składowisk odpadów.

Formy ochrony przyrody wskazane w art. 6 ust. 1 ustawy o ochronie przyrody, o których mowa w cytowanych powyżej przepisach prawa to:

- 1) parki narodowe,
- 2) rezerваты przyrody,
- 3) parki krajobrazowe,
- 4) obszary chronionego krajobrazu,
- 5) obszary Natura 2000,
- 6) użytki ekologiczne,
- 7) zespoły przyrodniczo-krajobrazowe.

Przytoczone przepisy obrazują, jak różne parametry planowanej instalacji OZE (np. wydajność instalacji, powierzchnia zabudowy, usytuowanie względem obszarów chronionych) trzeba przeanalizować, aby stwierdzić, czy należy ona do przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko. Taka kwalifikacja musi

więc być dokonana indywidualnie dla konkretnego przypadku. Ponadto, trzeba zauważyć, że rozbudowa, przebudowa lub montaż realizowanego lub zrealizowanego przedsięwzięcia traktowane są w pewnych przypadkach jako przedsięwzięcia mogące znacząco oddziaływać na środowisko¹².

Procedura uzyskania decyzji środowiskowej¹³

Postępowanie w sprawie wydania decyzji środowiskowej może przebiegać różnie w zależności od rodzaju danej inwestycji OZE. Jak wskazano powyżej decydujące będzie przede wszystkim zakwalifikowanie do grupy I lub II w świetle rozporządzenia z 10.09.2019 r. Wpływa to bowiem na obowiązek przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisku w ramach tej procedury.

Postępowanie wszczyna się na wniosek podmiotu planującego podjęcie realizacji przedsięwzięcia. Do wniosku należy dołączyć dokumenty określone przepisami u.u.i.o.ś (art. 74 ust. 1 u.u.i.o.ś.). Najważniejszym z nich jest **raport oddziaływania na środowisko**, który składany jest przez inwestora w przypadku przedsięwzięć, dla których przeprowadzana jest OOS, a zatem przedsięwzięć mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko (I grupa) i dla tych przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko (II grupa), dla których stwierdzono obowiązek przeprowadzenia OOS (wydano postanowienie na podstawie art. 63 u.u.i.o.ś.). Treść raportu (jakie informacje powinien zawierać) określa art. 66 u.u.i.o.ś. Raport przedstawia wyniki identyfikacji wpływu danego przedsięwzięcia na środowisko oraz analizy wariantowej, dotyczącej przedsięwzięcia (jak może ono być zaprojektowane i zrealizowane). Ma to umożliwić wybranie rozwiązania najmniej oddziałującego na środowisko. Dokument ten stanowi istotną podstawę do określenia środowiskowych uwarunkowań w kończącej postępowanie decyzji administracyjnej.

Ponieważ dla przedsięwzięć II grupy (do której w dużej mierze będą należeć instalacje OZE) raport oddziaływania na środowisko nie zawsze jest wymagany, do wniosku o wszczęcie postępowania inwestor załącza **kartę informacyjną przedsięwzięcia (KIP)**. Zakres informacji, jakie należy zawrzeć w KIP, określa art. 62a u.u.i.o.ś.. Są to podstawowe dane charakteryzujące przedsięwzięcie, które pozwolą organowi dokonać **wstępną ocenę** (tzw. screeningu), do której grupy inwestycja objęta wnioskiem należy oraz czy konieczne jest przeprowadzenie OOS (a zatem też sporządzenie przez Inwestora raportu oddziaływania na środowisko).

W toku postępowania w sprawie wydania decyzji środowiskowej organ prowadzący postępowanie uzyskuje też wymagane przepisami u.u.i.o.ś. **opinie i uzgodnienia**. Służą one rozpatrzeniu przez wyspecjalizowane organy (inne niż prowadzący postępowanie) różnych środowiskowych aspektów przedsięwzięcia, a w prakty-

¹² Dotyczy to przypadków wskazanych w § 3 ust. 2 rozporządzenia z 10.09.2019 r.

¹³ Zob. szerzej na temat tej procedury np. A. Siwkowska, *Proces inwestycyjno-budowlany dla instalacji OZE*, Warszawa 2019, s. 9–38.

ce też merytorycznej ocenie dokumentacji. W zależności od rodzaju i charakterystyki konkretnego przedsięwzięcia mogą być to różne organy i zakres ich udziału¹⁴. Wpływa to też na czas trwania postępowania.

Kolejnym istotnym elementem postępowania w sprawie wydania decyzji środowiskowej jest **udział społeczeństwa**. Należy odróżnić zapewnienie udziału społeczeństwa w postępowaniu wymaganego przepisami u.u.i.o.ś. od konsultacji społecznych. Te ostatnie mogą być podejmowane dodatkowo przez inwestora na różnych etapach procesu inwestycyjno-budowlanego i mogą przyjmować różne formy włączenia społeczeństwa. Nie są jednak sformalizowane i niezbędne do wydania decyzji środowiskowej. Natomiast w postępowaniu w sprawie o wydanie decyzji środowiskowej, ale tylko takiego, w ramach którego przeprowadza się ocenę oddziaływania na środowisko, organ prowadzący postępowanie musi zapewnić możliwość udziału społeczeństwa w postępowaniu. (art. 79 (art. 73 ust. 1 u.u.i.o.ś.).

Zakres i sposób udziału społeczeństwa oraz związane z tym obowiązki organu prowadzącego postępowanie określają przepisy prawa (art. 33–38 u.u.i.o.ś.). Podstawową zasadą jest, że zainteresowana społeczność powinna mieć wczesne i skuteczne możliwości udziału, być uprawniona do wyrażania komentarzy i opinii, wtedy kiedy wszystkie opcje przyszłego ukształtowania przedsięwzięcia i decyzji środowiskowej są jeszcze otwarte¹⁵. **Prawo udziału w „postępowaniu wymagającym udziału społeczeństwa”** (jak wspomniano, takim jest postępowanie w sprawie wydania decyzji środowiskowej, w którym wymagane jest przeprowadzenie OOS) **przysługuje każdemu**. Nie ma w tym zakresie żadnych warunków: nie trzeba wykazywać interesu prawnego czy faktycznego, czy miejsca zamieszkania w pobliżu planowanej inwestycji. Uprawnienie do udziału w postępowaniu wymagającym udziału społeczeństwa polega w istocie na **prawie składania uwag i wniosków** (art. 29 u.u.i.o.ś.). Organ prowadzący postępowanie zobowiązany jest te uwagi i wnioski rozpatrzyć i poinformować w uzasadnieniu decyzji środowiskowej, w jaki sposób zostały wzięte pod uwagę i w jakim zakresie zostały uwzględnione. Nie oznacza to jednak, że organ musi je uwzględnić.

Warto podkreślić, że udział społeczeństwa w procedurze OOS nie powinien być traktowany jako uciążliwy element przedłużający postępowanie. Poglądy i wiedza społeczeństwa mogą być cenną informacją dla wyboru optymalnego rozwiązania inwestycyjnego. Włączenie społeczności lokalnej zapewnia też transparentność procesu decyzyjnego i pozwala zapobiegać konfliktom społecznym. Jest to szczególnie istotne w przypadku instalacji OZE, które budzą często obawy społeczności lokalnych i są przedmiotem kontrowersji.

¹⁴ Zob. M. Szalewska, [w:] *Oceny oddziaływania na środowisko w praktyce*, red. B. Rakoczy, Warszawa 2017, s. 81–126.

¹⁵ Zob. wymogi zawarte w dyrektywie nr 2011/92/UE Parlamentu Europejskiego i Rady z 13 grudnia 2011 r. w sprawie oceny skutków wywieranych przez niektóre przedsięwzięcia publiczne i prywatne na środowisko (Dz. Urz. UE L 26, s. 1–21).

Warto też nadmienić, że **organizacje ekologiczne** (stanowiące szczególny rodzaj organizacji społecznych) mają na mocy u.u.i.o.ś. rozszerzone uprawnienia udziału w postępowaniach wymagających udziału społeczeństwa¹⁶, do których należy postępowanie w sprawie wydania decyzji środowiskowej, jeśli przeprowadzana jest OOŚ.

Postępowanie kończy się wydaniem decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Jej uzyskanie pozwala wystąpić o decyzję realizacyjną (np. decyzję o warunkach zabudowy lub pozwolenie na budowę). Jednak warunki w niej określone muszą być spełnione także na etapie realizacji jak i późniejszej eksploatacji instalacji OZE.

Podsumowanie

	Co sprawdzić i ustalić dla danej planowanej inwestycji OZE	Gdzie znaleźć informacje	Obowiązki i skutki prawne dla Inwestora
1	Jakie decyzje realizacyjne wymagane są dla planowanej instalacji?	Na podstawie przepisów prawnych np. prawa budowlanego, ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym	W przypadku niektórych decyzji realizacyjnych konieczne jest wcześniejsze uzyskanie decyzji środowiskowej. Przed wystąpieniem o wydanie tych decyzji realizacyjnych Inwestor musi uzyskać decyzję środowiskową
2	Czy przed uzyskaniem wymaganej decyzji realizacyjnej jest konieczne uzyskanie decyzji środowiskowej?	W art. 72 u.u.i.o.ś. wymienione są decyzje realizacyjne, przed których uzyskaniem trzeba uzyskać decyzję środowiskową	Jeśli planowana inwestycja jest przedsięwzięciem mogącym znacząco oddziaływać na środowisko (patrz p. 3 poniżej) Inwestor będzie musiał uzyskać decyzję środowiskową
3	Jakiego rodzaju przedsięwzięciem jest planowana instalacja OZE?	Rozporządzenie zawiera listę przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko	Jeśli instalacja OZE wymieniona jest w rozporządzeniu, Inwestor musi dla niej uzyskać decyzję środowiskową
4	Czy konieczne będzie przeprowadzenie OOŚ w ramach postępowania w sprawie wydania decyzji środowiskowej?	Rozporządzenie wskazuje 2 grupy przedsięwzięć: (1) mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko (grupa I); (2) mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko (grupa II)	Dla grupy I przedsięwzięć będzie przeprowadzona OOŚ w ramach postępowania w sprawie wydania decyzji środowiskowej. Inwestor będzie musiał m.in. przedstawić raport oddziaływania na środowisko. Dla grupy II na pierwszym etapie postępowania w sprawie wydania decyzji środowiskowej organ ustali, czy występuje obowiązek przeprowadzenia OOŚ dla danej planowanej inwestycji

¹⁶ Zob. art. 44-45 u.u.i.o.ś.

5	Kiedy wymagane jest sporządzenie raportu o oddziaływaniu na środowisko?	Raport o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko jest wymagany kiedy przeprowadzana jest OOS: dla przedsięwzięć należących do I grupy – zawsze; dla przedsięwzięć należących do II grupy – jeśli organ wyda postanowienie stwierdzające obowiązek przeprowadzenia OOS na podstawie art. 63 ust 1 u.u.i.o.ś.	Inwestor zobowiązany jest złożyć raport o oddziaływaniu na środowisko, zawierający informacje wskazane w art. 66 u.u.i.o.ś. oraz określone przez organ prowadzący postępowanie (zgodnie z art. 68 u.u.i.o.ś)
6	Jakie są skutki wydania decyzji środowiskowej dla Inwestora?	Decyzja środowiskowa określa środowiskowe uwarunkowania zgody na realizację inwestycji i wiąże organ wydający decyzję realizacyjną	Inwestor może wystąpić o wydanie decyzji realizacyjnej i uzyskać zgodę na realizację inwestycji. Inwestor musi spełnić warunki określone w decyzji środowiskowej: projektowanie i realizacja inwestycji musi być zgodne z wymogami określonymi w decyzji środowiskowej

4.2.2. Przyłączenie do sieci

Wprowadzenie

Przyłączenie do sieci instalacji OZE stanowi złożony proces czynności formalnych i technicznych, które są szczegółowo uregulowane przez przepisy prawa. Przebiega on różnie w zależności od charakterystyki planowanej inwestycji. Zasady przyłączania instalacji OZE stanowiących źródła energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej określają przede wszystkim przepisy **ustawy z 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne**¹⁷.

Znaczenie ma także **rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631** z 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci¹⁸ (*ang. Network Code Requirements for Generators – NC RfG*). **Kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (NC RfG)** stanowi jeden z kilku kodeksów sieciowych wprowadzonych na poziomie Unii Europejskiej. Mają one wspierać uczciwe warunki konkurencji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej, zapewnić bezpieczeństwo systemu, a także integrację OZE i ułatwić obrót energią elektryczną w UE. Z punktu widzenia procesu przyłączenia istotne jest to, że kodeks sieci RfG określa wymogi dotyczące przyłączania do sieci modułów wytwarzania energii, czyli wymagania dla wytwórców ubiegających się o przyłączenie do systemu elektroenergetycznego. Planowana instalacja musi więc spełniać wymogi przewidziane przez ten kodeks. Rodzajami modułów wytwarzania energii w świetle kodeksu są: synchroniczne

¹⁷ T.j. z 1.07.2022 (dalej jako: Pr.en.).

¹⁸ Dz. U. UE L 112/1.

moduły wytwarzania energii (jednostki wytwórcze przyłączone synchronicznie do sieci) oraz moduły parku energii, w tym morskie (farmy wiatrowe, fotowoltaiczne). Moduły zostały podzielone na typy w zależności od mocy maksymalnej modułu oraz poziomu napięcia punktu przyłączenia. Dla poszczególnych typów modułów określone są odmienne wymagania dla przyłączania do sieci, które trzeba spełnić przy przyłączaniu do sieci (jeśli obiekt przynależy do danej grupy).

Przyłączenie instalacji OZE jako źródła wytwórczego do sieci dystrybucyjnej następuje po przejściu sformalizowanego procesu przyłączania obejmującego następujące etapy:

- 1) Złożenie wniosku o określenie warunków przyłączenia;
- 2) Wpłata zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie (w przypadku źródeł o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV);
- 3) Uzyskanie warunków przyłączenia;
- 4) Zawarcie umowy o przyłączenie (stanowiącej podstawę do rozpoczęcia prac projektowych i budowlano-montażowych);
- 5) Wykonanie przyłącza;
- 6) Zawarcie umowy regulującej dostarczanie energii.

Rysunek 1. Proces przyłączenia instalacji OZE do sieci – podstawowe etapy



Źródło: Opracowanie własne.

Należy wziąć pod uwagę, że proces przyłączenia do sieci instalacji OZE może przebiegać różnie w zależności od typu instalacji, jej planowanej mocy przyłącza oraz rodzaju sieci, do której następuje przyłączenie. W związku z tym może wystąpić wiele wariantów przebiegu tego procesu. Poniżej przedstawione więc zostaną najbardziej typowe etapy jego przebiegu.

Podstawowym dokumentem, umożliwiającym przyłączenie do sieci, jest **umowa o przyłączenie** zawarta z przedsiębiorstwem energetycznym. Zgodnie z przepisami prawa przedsiębiorstwo to ma obowiązek zawrzeć umowę przyłączenia w pierwszej kolejności instalacji OZE, ale jeśli „istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci” i spełnione są warunki przyłączenia do sieci i odbioru (art. 7 ust. 1 Pr. en.). Instalacje OZE mają więc pierwszeństwo przyłączenia, czyli pierwszeństwo zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, w sytuacji gdyby jednocześnie przyłączenie instalacji OZE i innej instalacji byłoby niemożliwe. Takie prioryteto-

we traktowanie instalacji OZE jest wynikiem konieczności wdrożenia przepisów prawa UE w tym zakresie¹⁹.

Jeśli warunki nie zostaną spełnione, przedsiębiorstwo energetyczne jest uprawnione odmówić zawarcia umowy przyłączeniowej. W obu przypadkach odmowy (zawarcia tej umowy lub przyłączenia na zasadzie pierwszeństwa OZE) przedsiębiorstwo jest zobowiązane powiadomić o tym fakcie i przyczynach odmowy Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i inwestora.

Warunki przyłączenia

Pierwszym krokiem, który rozpoczyna proces przyłączenia instalacji OZE do sieci jest złożenie **wniosku o określenie warunków przyłączenia do sieci dystrybucyjnej wraz z załącznikami** (które różnią się w zależności od typu źródła wytwórczego). Przedsiębiorstwa energetyczne udostępniają formularze wniosku. Wymagane tam informacje to przede wszystkim dane określające wnioskodawcę oraz charakterystykę przyłączanego obiektu (w szczególności moc jednostek wytwórczych i wielkość przewidywanej rocznej produkcji energii). Dla określonych źródeł wymagany jest też dokument planistyczny potwierdzający dopuszczalność lokalizacji wnioskowanego źródła na terenie objętym wnioskiem (wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania terenu albo decyzja o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu). Jednym z istotnych załączników jest też dokument potwierdzający tytuł prawny do korzystania z obiektu – nieruchomości, na której będą używane przyłączane urządzenia, instalacje lub sieci. Niekoniecznie musi być to prawo własności, może to być np. umowa najmu, dzierżawy lub użyczenia.

Warto nadmienić, że ze względu na specyficzny, specjalistyczny charakter wniosku, nie może on być co do zasady traktowany jako oferta w rozumieniu Kodeksu cywilnego. Oznacza to, że złożenie wniosku nie zobowiązuje wnioskodawcy do późniejszego zawarcia umowy o przyłączenie²⁰. Dodatkowo, dla rozpatrzenia wniosku o przyłączenie źródła do sieci dystrybucyjnej średniego lub wysokiego napięcia, konieczne jest wpłacenie w ciągu 14 dni od dnia złożenia wniosku zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie. Wysokość tej zaliczki określają przepisy Prawa energetycznego (art. 7 ust. 8 a-c Pr.en.).

W odniesieniu do OZE przewidziano wyjątek dotyczący składania wniosku o określenie warunków przyłączenia w art. 7 ust. 8d² Pr.en.: W przypadku odmowy przyłączenia instalacji OZE z powodu braku technicznych warunków przyłączenia wynikających z braku niezbędnych zdolności przesyłowych sieci w terminie proponowanym przez podmiot ubiegający się o przyłączenie, przedsiębiorstwo określa planowany termin oraz warunki wykonania niezbędnej rozbudowy lub modernizacji

¹⁹ Zob. Ł. Jankowski, [w:] *Prawo energetyczne. Ustawa o odnawialnych źródłach energii. Ustawa o rynku mocy. Ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych. Komentarz*, red. M. Czarnecka, T. Ogłódek, Warszawa 2020, s. 206–207.

²⁰ O. Skibicki, M. Dończyk, M. Stupak, M. Korzon, *Odnawialne źródła energii...*, op. cit., s. 140.

sieci, określając też termin przyłączenia. Kolejnym wyjątkiem dotyczącym instalacji OZE jest sytuacja braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia w zakresie mocy przyłączeniowej określonej we wniosku. Wtedy przedsiębiorstwo energetyczne powiadamia inwestora o wielkości dostępnej mocy przyłączeniowej, dla jakiej mogą być spełnione te warunki. W terminie 30 dni od otrzymania powiadomienia inwestor może wyrazić zgodę – wtedy przedsiębiorstwo wydaje warunki przyłączenia albo nie zgodzić się – wtedy przedsiębiorstwo odmawia wydania warunków (art. 7 ust. 8d³ Pr.en.).

Szczególne, uproszczona procedura przyłączenia do sieci dystrybucyjnej – w formie zgłoszenia, dotyczy **mikroinstalacji**, jeśli ubiegający się o jej przyłączenie jest przyłączony do sieci jako odbiorca końcowy, a moc zainstalowana mikroinstalacji nie jest większa niż określona w wydanych warunkach przyłączenia (art. 7 ust. 8d⁴-8d⁷ Pr.en.). Taki proces przyłączania oparty na zgłoszeniu stanowi duże ułatwienie i uproszczenie.

Na etapie określania warunków przyłączenia przedsiębiorstwo energetyczne bada, czy spełnione są **techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia**. Są to wymagania i kryteria przyłączania, które zróżnicowane są w zależności od typu instalacji. Przedsiębiorstwo dysponuje pewnym zakresem swobody w zakresie oceny, czy takie warunki występują. Jednakże, przy badaniu tym musi ono zachować należyta staranność i profesjonalizm. Brak warunków występuje więc w sytuacji, gdy istnieją obiektywne i nieusuwalne przeszkody uniemożliwiające realizację inwestycji. Ponadto, jeżeli przedsiębiorstwo uzna, że warunki przyłączenia nie istnieją, musi to udowodnić²¹.

Dodatkowo, w przypadku gdy wniosek dotyczy przyłączenia źródła lub magazynu energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, dla instalacji o mocy powyżej 2 MW, przedsiębiorstwo zapewnia wykonanie **ekspertyzy wpływu na system elektroenergetyczny**. Jest ona wykorzystywana w procesie przeprowadzanej przez przedsiębiorstwo oceny, czy istnieją wspomniane powyżej techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia. Koszt sporządzenia ekspertyzy zostaje następnie odpowiednio rozliczony w wysokości opłaty przyłączeniowej.

Po złożeniu przez inwestora kompletnego wniosku i jego pozytywnym rozpatrzeniu, przedsiębiorstwo określa dla inwestora **warunki przyłączenia dla źródła** oraz przedstawia **projekt umowy o przyłączenie do sieci**. Czas wydania tych dokumentów jest określony ustawowo i zależy od rodzaju projektowanego źródła,

²¹ Zob. np. Wyrok Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z 15.06.2009, XVII AmE 114/07, LEX 1727367: „Ciężar dowodu, że w danym przypadku nie istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw lub energii, spoczywa na przedsiębiorstwie energetycznym”. Szerzej na temat pojęcia technicznych i ekonomicznych warunków przyłączenia zob. też: M. Nowaczek-Zaremba, P. Orzech, Z. Muras, D. Nowak, [w:] *Prawo energetyczne*. t. I: Komentarz do art. 1–11s, red. M. Swora, Z. Muras, Warszawa 2016, s. 866–869.

czyli przynależności do określonej grupy przyłączeniowej. Może on trwać od 21 do 150 dni (art. 7 ust. 8g Pr.en.). Przypisanie do określonej grupy przyłączeniowej następuje w oparciu o napięcie znamionowe sieci, do której obiekt ma być przyłączony (co określone jest też we wniosku o przyłączenie). Należy jednak wziąć pod uwagę, że do terminów ustawowych nie wlicza się np. czasu uzupełniania wniosku, gdy przedsiębiorstwo wezwie do tego wnioskodawcę w sytuacji niezgodności złożonego wniosku ze wzorem albo wymogami ustawowymi. Czas na uzupełnienie wniosku wynosi 14 dni od otrzymania wezwania i wstrzymuje bieg terminu na określenie warunków przyłączenia. Nieuzupełnienie wniosku w terminie skutkuje zaś pozostawieniem go bez rozpoznania. Dodatkowo, w szczególnie uzasadnionych przypadkach i po powiadomieniu wnioskodawcy przedsiębiorstwo może przedłużyć termin wydania warunków przyłączenia o maksymalnie połowę terminu, w jakim obowiązane jest wydać warunki przyłączenia (art. 7ust. 8g⁶ Pr.en.).

Warunki przyłączenia są ważne 2 lata od daty dostarczenia do wnioskodawcy i stanowią warunkowe zobowiązanie przedsiębiorstwa do zawarcia umowy przyłączeniowej w tym okresie. Projekt umowy o przyłączenie jest natomiast ważny 60 dni.

Umowa o przyłączenie i jej wykonanie

Aby zawrzeć umowę o przyłączenie do sieci, należy podpisać projekt umowy o przyłączenie otrzymany wraz z warunkami przyłączenia (lub w wyniku złożenia przez inwestora wniosku o zawarcie lub zmianę umowy o przyłączenie²²) i przekazać przedsiębiorstwu w okresie ważności propozycji umowy.

Elementy umowy o przyłączenie, które muszą być w niej zawarte, określone są w art. 7 ust. 2 Pr.en. Są wśród nich m.in. podział obowiązków obu stron (inwestora i przedsiębiorstwa energetycznego) w zakresie prac budowlano-montażowych, termin realizacji przyłącza, czas trwania umowy i warunki jej rozwiązania oraz wysokość opłaty przyłączeniowej. W umowie określa się zarówno wysokość opłaty, jak i metodykę jej wyznaczania. Opłatę za przyłączenie źródła wytwórczego określa się na podstawie zatwierdzonej taryfy przedsiębiorstwa energetycznego i w oparciu o rzeczywiste nakłady poniesione na wykonanie przyłącza. Nie jest pobierana opłata za przyłączenie mikroinstalacji do istniejącego obiektu.

Warto zauważyć, że zgodnie z art. 7 ust. 2a Pr.en. pierwsze dostarczenie energii z instalacji OZE następuje nie później niż w ciągu 48 miesięcy od zawarcia umowy o przyłączenie (dla elektrowni wiatrowej morskiej 120 miesięcy). W tym okresie musi więc nastąpić sfinalizowanie przyłączenia do sieci. Niezachowanie tego terminu jest zaś podstawą wypowiedzenia umowy przez przedsiębiorstwo energetyczne. Nie oznacza to jednak bezwzględnego obowiązku wypowiedzenia umowy przez przedsiębiorstwo w sytuacji przekroczenia terminu. W praktyce, gdy inwestor uza-

²² Dotyczy to sytuacji, gdy umowa nie zastała zawarta w okresie ważności projektu umowy (60 dni). Wtedy konieczne jest złożenie wniosku o zawarcie umowy o przyłączenie, na podstawie którego przedsiębiorstwo przygotowuje nowy projekt umowy.

sadni opóźnienie lub wykaże brak winy, przedsiębiorstwo energetyczne rezygnuje z tego uprawnienia do rozwiązania umowy²³.

Przyłączenie obiektu do sieci następuje po **zrealizowaniu wynikających z umowy obowiązków obu stron**. Jeżeli umowa o przyłączenie przewidywała konieczność wniesienia opłaty, rozpoczęcie realizacji procesu przyłączenia rozpoczyna się po uregulowaniu części opłaty określonej w zawartej umowie o przyłączenie. Wtedy przedsiębiorstwo energetyczne przystępuje do jej realizacji, czyli wykonania przewidzianych w umowie prac budowlano-montażowych. Kolejnym etapem jest przygotowanie przez inwestora instalacji do przyłączenia, poprzez wykonanie w czasie wskazanym w umowie zakresu prac określonych w warunkach przyłączenia.

W odniesieniu do obiektów przyłączanych do sieci średniego lub wysokiego napięcia i jednostek wytwórczych niezależnie przyłączanych do sieci niskiego napięcia (z wyłączeniem mikroinstalacji) konieczne jest **uzgodnienie instrukcji współpracy ruchowej (IWR)**. Reguluje ona zasady współpracy między przedsiębiorstwem energetycznym a użytkownikiem systemu energetycznego. Uzgodnienia IWR są wymagane przed sprawdzeniem urządzeń przyłączanych do sieci, dlatego procedurę tę wykonuje się przed zgłoszeniem gotowości instalacji do przyłączenia.

Następnie inwestor **informuje przedsiębiorstwo o przygotowaniu instalacji do przyłączenia** poprzez złożenie dokumentów odpowiednich dla typu modułu wytwarzania, do którego należy przyłączany obiekt²⁴. Zawiadomienie to jest podstawą przeprowadzenia **procedury odbiorowej** dla jednostek wytwórczych oraz procedury uzyskania pozwolenia na użytkowanie w przypadku modułów wytwarzania energii typu A, B, C i D. Dalsze postępowanie na tym etapie (procedura odbioru) będzie przebiegało różnie w zależności od rodzaju modułu. Konieczne może być np. uzyskanie pozwolenia na użytkowanie dla przyłączanych modułów zgodnie z wymogami wyznaczanymi przez Kodeks sieciowy RfG. Po przeprowadzeniu odbioru przyłącza sporządzany jest protokół odbioru, a inwestor wnosi należność za przyłączenie.

Ostatni etap procesu przyłączenia stanowi **zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej** pomiędzy inwestorem a przedsiębiorstwem, na podstawie której następuje dostarczenie energii. Można ją zawrzeć po zakończeniu procesu przyłączenia do sieci, a zatem, gdy: przedsiębiorstwo zakończyło prace budowlano-montażowe; wykonana jest instalacja w przyłączanym obiekcie, wydano Kartę Danych Technicznych (KDT), uzyskano pozwolenie na użytkowanie, zakończono Uzgodnienia IWR (jeśli był taki wymóg), uiszczono opłatę za przyłączenie.

W zależności od charakterystyki inwestycji i sposobu jej użytkowania na tym etapie może być konieczne także uzyskanie innych dokumentów, np. umowa sprze-

²³ O. Skibicki, M. Dończyk, M. Stupak, M. Korzon, *Odnawialne źródła energii źródła energii...*, op. cit., s. 140.

²⁴ Wymagane dokumenty instalacji różnią się w zależności od typu jednostki wytwórczej (ich mocy maksymalnej i napięcia punktu przyłączenia).

daży z wybranym sprzedawcą energii – jeśli planowana jest sprzedaż energii elektrycznej wprowadzanej do sieci; umowa kompleksowa lub dystrybucyjna i umowa sprzedaży energii – gdy oprócz oddawania energii do sieci przewidziane jest korzystanie z niej na potrzeby własne.

4.3. Problematyka dzierżawy nieruchomości na cele fotowoltaiki

Pozyskiwanie energii ze źródeł odnawialnych odbywa się za pomocą urządzeń technicznych połączonych ze sobą, tworzących techniczną całość – instalację. Zgodnie z art. 2 pkt 13 lit. a ustawy o odnawialnych źródłach energii instalacja odnawialnego źródła energii to instalacja stanowiąca wyodrębniony zespół urządzeń służących do wytwarzania energii opisanych przez dane techniczne i handlowe, w których energia jest wytwarzana z odnawialnych źródeł energii, a także połączony z tym zespołem magazyn energii elektrycznej¹. W takim ujęciu za instalację fotowoltaiczną należy uznać zespół urządzeń, stanowiący całość, funkcjonujący w celu wytworzenia energii, oddzielony od innych urządzeń niestanowiących instalacji². Używane potocznie pojęcie farmy fotowoltaicznej powinno więc być rozumiane zgodnie z powyższym.

Wzrost znaczenia wykorzystywania energii słonecznej, mimo stosunkowo wysokich kosztów instalacji służących pozyskiwaniu tej energii, w porównaniu ze źródłami konwencjonalnymi, następuje z dwóch głównych powodów: ekologicznego oraz praktycznego (promieniowanie słoneczne jest praktycznie wszędzie dostępne). Trend ten obrazuje np. fakt zakończenia pierwszego etapu budowy na Pomorzu największej w Europie środkowo-wschodniej farmy fotowoltaicznej o planowanej powierzchni 300 ha i docelowej mocy na poziomie 290 MWp (megawatopik)³.

Wpływ na popularność przedsięwzięć w zakresie realizacji inwestycji fotowoltaicznych mają regulacje prawne, które określają mniej rygorystyczne uwarunkowania w zakresie działalności związanej z tą formą pozyskiwania energii, w po-

¹ Zgodnie z art. 2 pkt 13 lit. b ustawy o odnawialnych źródłach energii do instalacji biogazowni, jako instalacji energii odnawialnej, zalicza się również obiekty budowlane i urządzenia stanowiące całość techniczno-użytkową służącą do wytwarzania biogazu rolniczego oraz magazyn biogazu rolniczego.

² A. Frąckowiak, [w:] *Ustawa o odnawialnych źródłach energii. Komentarz*, red. J. Baehr, P. Lissoń, J. Pokrzywniak, M. Szambelańczyk, komentarz do artykułu 2, WK 2016 LEX.

³ Zob. *Pierwszy etap największej polskiej elektrowni fotowoltaicznej gotowy* i <https://www.gramzielone.pl/energia-sloneczna/108966/pierwszy-etap-najwiekszej-polskiej-elektrowni-fotowoltaicznej-gotowy>

równaniu z innymi formami⁴. W tym aspekcie zwrócić należy uwagę na problemy, z którymi w praktyce wiąże się przebieg procesu inwestycyjnego dotyczącego np. farm (elektrowni) wiatrowych⁵.

Z uwagi na kwestie między innymi natury technicznej, związane z wielkością areалу pod planowaną inwestycję w zakresie fotowoltaiki, widocznym trendem staje się budowa farm na gruntach rolnych. Powstawanie instalacji fotowoltaicznych na gruntach rolnych wiąże się jednak z występowaniem licznych uwarunkowań związanych z ich produkcyjną funkcją i wynikającą z tej funkcji ich ochroną. Dlatego też w wielu przypadkach wykorzystanie gruntów rolnych na cele fotowoltaiki może kolidować z ich rolnym charakterem. Często bowiem inwestor, który dąży do pozyskania gruntu, będzie musiał liczyć się z tym, iż na danej nieruchomości prowadzona jest działalność wytwórcza w rolnictwie, w postaci choćby dokonanych zasiewów. W takim przypadku można rozważyć częściowe wykorzystanie nieruchomości w zakresie fotowoltaiki, pozostawiając jednocześnie właścicielowi możliwość rolniczego wykorzystania pozostałej części nieruchomości. Oznacza to, że w odniesieniu do części gruntu, na której posadowiona ma być farma fotowoltaiczna, może zaistnieć konieczność jej wyłączenia z produkcji rolniczej. Ewentualne koszty z tym związane obciążać będą co do zasady właściciela gruntu – rolnika.

Wykorzystanie gruntów rolnych pod zamierzenia fotowoltaiczne może jednak przynieść wymierne korzyści również samemu rolnikowi. Po pierwsze, zyskuje on możliwość produkcji energii na potrzeby własnego gospodarstwa rolnego, w tym dostęp do pomocy ze środków publicznych, jak i ulg i zwolnień. Aspekt finansowy jest równie istotny w przypadku, gdy właściciel nieruchomości rolnej zdecyduje się na oddanie jej do korzystania inwestorowi. Potwierdzają to najnowsze dane dotyczące 2022 roku, zgodnie z którymi za wdzierżawienie 1 hektara użytków rolnych pod farmę fotowoltaiczną oferowane są kwoty nawet do 15 tys. zł⁶.

⁴ Warto zwrócić uwagę, iż zgodnie z przepisami ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (t.j. Dz. U. 2021, poz. 2351) pozwolenia na budowę oraz zgłoszenia nie wymaga instalacja urządzeń fotowoltaicznych o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 kW (art. 29 ust. 4 pkt 3 lit. c).

⁵ Zob. „Informacja o wynikach kontroli – Lokalizacja i budowa lądowych farm wiatrowych” - materiał Najwyższej Izby Kontroli, nr ewid. 131/2014/P/13/189/LWR, Warszawa, 16 lipca 2014 r., s. 13. Najwyższa Izba Kontroli jako istotne problemy w zakresie procesu inwestycyjnego dotyczącego farm wiatrowych wskazała przede wszystkim na działania organów administracji publicznej, powodujące konflikt interesów oraz brak transparentności tych działań. Ponadto, w dalszej części informacji pokontrolnej podniesione zostało, iż obowiązujące w tym zakresie prawodawstwo i niejednolita doktryna oraz orzecznictwo, „nie gwarantowały w dostatecznym stopniu lokalizowania i budowy elektrowni wiatrowych w sposób bezpieczny dla środowiska i zarazem ograniczający uciążliwość farm dla osób zamieszkających w ich sąsiedztwie, np. żadna ze skontrolowanych gmin, pomimo protestów dotyczących lokalizacji farm wiatrowych, nie przeprowadziła referendum w tej sprawie (zgodnie z przepisami ustawy z dnia 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym), a decyzje podejmowali jedynie radni danej gminy”.

⁶ Postępujący wzrost stawek czynszu obrazują dane, zgodnie z którymi w roku 2021 r. za dzierżawę 1 ha gruntów rolnych oferowano kwotę ok. 12 tys. zł, w roku 2020 r. było to jedynie zaś 7 tys. zł. (zob. <https://www.farmer.pl/energia/oze/czy-dzierzawa-gruntow-rolnych-pod-fotowoltaike-bedzie-opłacalna-w-2022-r,115357.html>).

Należy wskazać, iż z wykorzystywaniem nieruchomości na cele realizacji inwestycji fotowoltaicznej łączą się również kwestie związane z polityką przestrzenną. W tym zakresie należy zwrócić uwagę na unormowania art. 10 ust. 2a pkt 1 ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym⁷, zgodnie z którym rozmieszczenie urządzeń, wytwarzających energię z odnawialnych źródeł energii o mocy przekraczającej 500 kW, winno być przewidziane już na etapie studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy, a więc na etapie dokumentów planistycznych determinujących zapisy miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego⁸. Ustawodawca określił jednocześnie, iż powyższa regulacja nie odnosi się do wolnostojących urządzeń fotowoltaicznych, o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1000 kW zlokalizowanych na gruntach rolnych stanowiących użytki rolne klas V, VI, VIz i nieużytki⁹.

W związku z powyższym najbardziej pożądaną sytuacją jest więc posadowienie instalacji fotowoltaicznej na terenie objętym zapisami miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, które określają jego przeznaczenie na cele związane z fotowoltaiką. Biorąc jednakże pod uwagę, iż w roku 2020 obowiązującymi planami zagospodarowania przestrzennego objętych było jedynie 31,4% powierzchni kraju, lokalizacja instalacji fotowoltaicznych odbywać się będzie w wielu przypadkach na podstawie decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu. Co istotne, zgodnie z art. 61 ust. 3 ww. ustawy uzyskanie decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu w związku z realizacją instalacji odnawialnego źródła energii nie wymaga wystąpienia przesłanki tzw. dobrego sąsiedztwa, jak też nie ma zastosowania wymóg związany z dostępem terenu do drogi publicznej. W tej kwestii należy jednakże nadmienić o istotnym obostrzeniu wynikającym z treści art. 61 ust. 1 pkt 4 ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym¹⁰.

⁷ T.j. Dz. U. 2022, poz. 503.

⁸ Por. wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Poznaniu z dnia 18 sierpnia 2021 r. (sygn. II SA/Po 672/20). W wyroku tym sąd odnosił się do wartości 100 kW, która przewidziana była w treści art. 10 ust. 2a pkt 1 ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym i została zastąpiona wartością 500 kW w związku z nowelizacją tego aktu dokonaną ustawą z dnia 17 września 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1873).

⁹ W orzecznictwie widoczna jest rozbieżność w zakresie możliwości rozmieszczenia urządzeń wytwarzających energię z odnawialnych źródeł energii, a więc i również – i instalacji fotowoltaicznych, o mocy przekraczającej 500 kW, na podstawie innej aniżeli ustalenia miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego, a więc w oparciu o decyzję o warunkach zabudowy (por. Wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Poznaniu z dnia 18 sierpnia 2021 r. (sygn. II SA/Po 672/20) oraz Wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Bydgoszczy z dnia 17 sierpnia 2021 r. (sygn. II SA/Bd 392/21). Autor podziela wykładnię przedstawioną w ostatnim z wyroków, z treści którego wynika, iż ustawodawca nie wykluczył możliwości ubiegania się o decyzję o warunkach zabudowy dla inwestycji z odnawialnych źródeł energii o mocy zainstalowanej większej niż 500 kW, choć zakwestionował możliwość wyłączenia zasady dobrego sąsiedztwa oraz niestosowania wymogu dostępu terenu do drogi publicznej.

¹⁰ W orzecznictwie sporne jest, czy wyłączenie określone w art. 61 ust. 3 ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym znajduje zastosowanie do wszystkich instalacji odnawialnych źró-

Ponadto w odniesieniu do gruntów rolnych, obejmujących klasy bonitacyjne I-III, co do zasady uzyskanie decyzji o warunkach zabudowy nie jest możliwe, co wynika z treści art. 61 ust. 1 pkt 4 ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. Tak więc wykorzystanie nieruchomości rolnej na cele posadowienia farmy fotowoltaicznej, nieobjętej miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego, możliwe będzie, gdy nieruchomość tę stanowią grunty o klasach bonitacyjnych IV–VIz lub nieużytki.

Jak wynika z powyższego, budowa farmy fotowoltaicznej uwarunkowana jest wieloma czynnikami prawnymi, do których zaliczyć należy również ewentualne objęcie obszaru nieruchomości gruntowej, na których realizowana ma być inwestycja, formami ochrony przyrody lub ochrony konserwatorskiej. Nie należy również tracić z pola widzenia czynników o charakterze pozaprawnym, takich jak odpowiednia powierzchnia gruntu, jego nachylenie, nasłonecznienie czy odległości od infrastruktury technicznej lub drogowej. W ujęciu przestrzennym, w którym dużą rolę odgrywa wielkość powierzchni przeznaczanej pod budowę farmy fotowoltaicznej, jak i samo jej położenie, najbardziej atrakcyjne wydają się zatem grunty o charakterze rolnym, a tym bardziej nieużytki.

W odniesieniu do kwestii rodzajów umów, dotyczących wykorzystania nieruchomości na cele budowy farm fotowoltaicznych, należy wskazać, iż najczęściej spotykanym rozwiązaniem będzie umowa dzierżawy. Wynika to z samej natury stosunku dzierżawy, który obok umowy najmu stanowi najbardziej powszechny tytuł do korzystania z rzeczy przez osobę inną niż właściciel. O podobieństwie obu umów świadczy między innymi przepis art. 694 Kodeksu cywilnego, który nakazuje do dzierżawy stosować odpowiednio przepisy o najmie. Pomimo że zarówno najem, jak i dzierżawa dają możliwość korzystania z rzeczy przez osobę nie będącą jej właścicielem, to wskazać należy, iż w ramach stosunku dzierżawy, osoba ta (dzierżawca) uprawniona jest dodatkowo do pobierania pożytków z rzeczy. W przypadku instalacji fotowoltaicznej takim pożytkiem jest energia, jako dobro niematerialne¹¹. Tak więc oddanie nieruchomości do korzystania na cele związane z pozyskiwaniem energii fotowoltaicznej winno co do zasady odbywać się na podstawie umo-

wał energii. W tym aspekcie chodzi głównie o wolno stojące instalacje fotowoltaiczne, których moc przekracza 500 kW, co do których judykatura nakazuje stosować wszelkie wymogi związane z uzyskaniem decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu określone w treści art. 61 ust. 1 ww. ustawy (por. wyroki: Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Poznaniu z dnia 16 marca 2022 r. / sygn. IV SA/Po 96/22/, Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Olsztynie z dnia 31 stycznia 2022 r. /sygn. II SA/OI 7/22/).

¹¹ Zob. W. Pelc, *Umowa o korzystanie z gruntu na cele farmy wiatrowej jako umowa dzierżawy*, FK 2010/5/50-53. LEX. W orzecznictwie wyrażony został pogląd, iż energia słoneczna nie stanowi pożytku z rzeczy (zob. Wyrok Sądu Najwyższego z dnia 5 października 2012 r. (IV CSK 244/12)). W rezultacie tego umowy związane z posadowieniem i eksploatacją instalacji fotowoltaicznej na cudzym gruncie nie powinny przybierać formy nazwanej umową dzierżawy, lecz winny być umowami jedynie zbliżonymi do umowy dzierżawy, o charakterze mieszanym. Nadal jednak w praktyce w powyższym zakresie zawierane są umowy dzierżawy.

wy dzierżawy, przy czym należy wskazać, iż umowa ta może dotyczyć zarówno nieruchomości, które nie mają rolniczego charakteru, jak i nieruchomości rolnych. Warto jednakże zastrzec, iż o ile w odniesieniu do nieruchomości innych niż rolne brak jest generalnych obostrzeń w zakresie ich wydzierżawiania, to w przypadku nieruchomości rolnych należy mieć na względzie przepisy ustawy z dnia 11 kwietnia 2003 r. o kształtowaniu ustroju rolnego, wprowadzające obostrzenia odnośnie do swobodnego dysponowania nieruchomościami rolnymi przez ich właścicieli¹². Zgodnie z definicją nieruchomości określoną w Kodeksie cywilnym¹³, za nieruchomości uważa się części powierzchni ziemskiej stanowiące odrębny przedmiot własności (grunty), jak również budynki trwale z gruntem związane lub części takich budynków, jeżeli na mocy przepisów szczególnych stanowią odrębny od gruntu przedmiot własności¹⁴. Specyfika i znaczenie gospodarcze nieruchomości rolnych znalazły zaś odzwierciedlenie w treści art. 46¹ powyższego aktu. Zgodnie z tym przepisem za nieruchomości rolne uznaje się nieruchomości, które są lub mogą być wykorzystywane do prowadzenia działalności wytwórczej w rolnictwie w zakresie produkcji roślinnej i zwierzęcej, nie wyłączając produkcji ogrodniczej, sadowniczej i rybnej. Nieruchomość rolna to zatem taka nieruchomość, którą wyróżniają właściwości agronomiczne, dzięki którym może być ona wykorzystywana do celów prowadzenia działalności rolniczej¹⁵. W przypadku gdy dana nieruchomość leży na terenie objętym zapisami miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, o jej charakterze przesądzać będą te właśnie zapisy. Jeżeli jednak na danym terenie miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego nie obowiązuje, wówczas o charakterze nieruchomości przesądzać mogą dane zawarte w ewidencji gruntów i budynków.

Dzierżawa gruntu w związku z zamierzeniem inwestycyjnym w zakresie fotowoltaiki wiąże się z poniesieniem przez dzierżawcę na nieruchomości, niestanowiącej jego własności, nakładów o znacznej wartości. W kontekście powyższego istotne mogą okazać się uzgodnienia stron umowy, które zadecydują o trwałości stosunku dzierżawy. Istotnym elementem umowy dzierżawy będzie więc m. in. okres jej obowiązywania, a więc okres, w którym dzierżawca będzie uprawniony do korzystania z nieruchomości i pobierania z niej pożytku. Zasadne wydaje się przyjęcie, iż umowa dzierżawy nieruchomości winna być umową zawartą na czas

¹² T.j. Dz. U. 2022, poz. 461. Zgodnie z tym aktem wprowadzony został 5-letni zakaz oddawania w posiadanie nieruchomości rolnych, nabytych zgodnie z przepisami tego aktu (art. 2b ust. 2).

¹³ Art. 46 § 1 ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. Kodeks cywilny (Dz. U. 2022, poz. 1360).

¹⁴ Z definicji tej wynika, iż ustawodawca wyróżnił trzy rodzaje nieruchomości: gruntowe (zabudowane i niezabudowane), budynkowe i lokalowe. W dalszej części tekstu mowa będzie o nieruchomościach gruntowych.

¹⁵ Zob. A. Lichorowicz, *Glosa do wyroku SN z 2.6.2000 r., II CKN 1067/98*, „Orzecznictwo Sądów Polskich” 2001, nr 2, s. 87. Przywołana definicja nieruchomości rolnej, określona w art. 46¹ Kodeksu cywilnego nastrocza w praktyce jej stosowania liczne problemy, gdyż praktycznie każdy grunt niezabudowany potencjalnie może być wykorzystywany rolniczo.

oznaczony. Jest to związane z generalną trwałością takich umów, względem umów zawieranych na czas nieoznaczony. W orzecznictwie sądowym ugruntowane zostało stanowisko, iż w odniesieniu do umów zawartych na czas określony, decyzja o wypowiedzeniu nie powinna opierać się na swobodnym uznaniu stron umowy, gdyż jest to sprzeczne z naturą takich umów¹⁶. O trwałości umów zawieranych na czas oznaczony świadczy również przyjęta w orzecznictwie wykładnia art. 705 Kodeksu cywilnego, zgodnie z którym, jeżeli strony umowy dzierżawy nie określiły terminu jej wypowiedzenia, może ona zostać wypowiedziana na sześć miesięcy naprzód przed upływem roku dzierżawnego, a w przypadku gruntu rolnego na jeden rok naprzód na koniec roku dzierżawnego. Z uchwały Sądu Najwyższego z dnia 2 kwietnia 1993 r. wynika bowiem, iż powyższa regulacja nie będzie miała zastosowania do umów zawartych na czas określony¹⁷.

Nie oznacza to, że w przypadku zawarcia umowy dzierżawy na czas oznaczony, pomimo niejako pewności co do wskazanego z góry okresu jej trwania, nie można dokonać jej wypowiedzenia. Umowa taka może bowiem zostać wypowiedziana zarówno przez dzierżawcę, jak i wydierżawiającego, na mocy postanowień umowy, jak też w sytuacjach przewidzianych przepisami prawa. Dlatego też w umowach dzierżawy zawartych na czas oznaczony strony mogą przewidzieć, iż jej wcześniejsze zakończenie może nastąpić np. gdy dzierżawca zalega z płatnością czynszu¹⁸, korzysta z nieruchomości w sposób sprzeczny z umową, jak też w sytuacji, gdy oddaje on nieruchomość do korzystania osobie trzeciej. Przyjęcie przez ustawodawcę założenia, iż dzierżawę zawartą na czas dłuższy niż lat trzydzieści poczytuje się po upływie tego terminu za zawartą na czas nieoznaczony, w praktyce powoduje, iż umowy dzierżawy nieruchomości, które wiążą się z poniesieniem przez dzierżawcę znacznych nakładów, jak w przypadku inwestycji z zakresu fotowoltaiki, zawierane są najczęściej na okres 29 lat. Pozwala to na korzystanie z nieruchomości w relatywnie długim okresie, przy jednoczesnym uniknięciu możliwości jej swobodnego wypowiedzenia.

Oczywiście w umowie dzierżawy mogą zostać zawarte również inne postanowienia w zakresie możliwości jej wypowiedzenia, np. w sytuacji braku uzyskania przez dzierżawcę właściwych pozwoleń lub decyzji administracyjnych warunkujących możliwość rozpoczęcia budowy farmy fotowoltaicznej w uzgodnionym przez strony terminie, gdyż wystąpienie tych zdarzeń przekreśla możliwość korzystania z nieruchomości na cel uzgodniony między stronami. W związku z tym wydierża-

¹⁶ Taka teza wyrażona została w licznych wyrokach sądowych (zob. np. Wyrok Sądu Apelacyjnego w Gdańsku z dnia 20 września 2013 r. (sygn. I ACa 402/13).

¹⁷ Sygn. III CZP 39/93.

¹⁸ Zgodnie z art. 703 Kodeksu cywilnego, jeżeli dzierżawca dopuszcza się zwłoki z zapłatą czynszu co najmniej za dwa pełne okresy płatności, a w wypadku gdy czynsz jest płatny rocznie, jeżeli dopuszcza się zwłoki z zapłatą ponad trzy miesiące, wydierżawiający może dzierżawę wypowiedzieć bez zachowania terminu wypowiedzenia, przy czym wydierżawiający powinien uprzedzić dzierżawcę, udzielając mu dodatkowego trzymiesięcznego terminu do zapłaty zaległego czynszu.

wiający oraz przyszły inwestor powinni rozważyć możliwość zawarcia przedwstępnej umowy dzierżawy. W treści tej umowy zawarcie właściwej umowy dzierżawy może zostać uzależnione od wystąpienia określonych warunków, w tym zwłaszcza tych, o których mowa powyżej.

Strony umowy dzierżawy, której przedmiotem są nieruchomości, winny również dołożyć należytej staranności w zakresie formy zawarcia umowy. Ustawodawca przyjął bowiem założenie, iż umowa najmu nieruchomości zawarta na czas dłuższy niż rok powinna być zawarta na piśmie¹⁹. W praktyce jednak zasadne wydaje się rozważenie możliwości zawarcia umowy dzierżawy z datą pewną lub notarialnie poświadczonymi podpisami, co pozwoli na pełniejsze zabezpieczenie interesów dzierżawcy, jak i inwestora. Ten ostatni winien również dążyć do ujawnienia umowy dzierżawy w księdze wieczystej prowadzonej dla nieruchomości.

Odnosząc się do innych podstawowych uregulowań zawartych w przepisach Kodeksu cywilnego odnośnie do umowy dzierżawy, należy wskazać, iż dzierżawca powinien wykonywać swoje prawo zgodnie z wymaganiami prawidłowej gospodarki i nie powinien on zmieniać przeznaczenia przedmiotu dzierżawy bez zgody wydzierżawiającego²⁰. Ponadto ma on obowiązek dokonywania napraw niezbędnych do zachowania przedmiotu dzierżawy w stanie nie pogorszonym²¹. Obowiązek ten w zakresie wykorzystywania nieruchomości na cele związane z fotowoltaiką nie jest jednak oczywisty, szczególnie w przypadku dzierżawy nieruchomości rolnej. Trudno bowiem obciążyć dzierżawcę, który ma zamiar eksploatować na nieruchomości instalację fotowoltaiczną, obowiązkiem dokonywania określonych zabiegów agrotechnicznych, niezbędnych do zachowania walorów produkcyjnych gleby. Zławsza że posadowienie instalacji oraz infrastruktury z nią związanej może wymagać wyłączenia gruntów z produkcji rolnej. Nie będzie to jednak dotyczyło sytuacji, które co prawda nie występują powszechnie, ale mają jednak miejsce, gdy wydzierżawiający łączy działalność wytwórczą w rolnictwie z produkcją energii, prowadząc tak zwaną agrofotowoltaikę²². Niemniej kwestia prowadzenia prawidłowej gospodarki na dzierżawionym gruncie w przypadku, gdy jest to grunt rolny, może wiązać się z możliwością nałożenia przez stosowny organ obowiązku rekultywacji gruntów na osobę, która spowodowała utratę albo ograniczenie ich wartości użytkowej²³. Dlatego też w zapisach przyszłej umowy dzierżawy gruntu należy nie

¹⁹ Art. 660 Kodeksu cywilnego.

²⁰ Art. 696 Kodeksu cywilnego.

²¹ Art. 697 Kodeksu cywilnego.

²² Trend związany z agrofotowoltaiką szczególnie widoczny jest w Niemczech oraz Holandii. W tym ostatnim kraju ze względu na ochronę ilościową gruntów rolnych (stosunkowo mała powierzchnia dostępnych gruntów rolnych w porównaniu z innymi krajami Unii Europejskiej) popularna jest na przykład uprawa malin pod panelami fotowoltaicznymi (umieszczonymi na specjalnych wspornikach), dzięki czemu rośliny mają zapewnione odpowiednie zacienienie i wilgotność.

²³ Zob. art. 20 ust. 1 ustawy z dnia 3 lutego 1995 r. o ochronie gruntów rolnych i leśnych (Dz. U. 2021, poz. 1326).

tylko dokładnie uregulować kwestie związane z określeniem nieruchomości będącej przedmiotem umowy w zakresie dotyczącym jej używania i pobierania pożytków, ale też wskazać stan nieruchomości na dzień jej wydania, jak też zwrotu, co powinny potwierdzać stosowne protokoły. Regulacje Kodeksu cywilnego określają bowiem obowiązki dzierżawcy w kwestii zwrotu nieruchomości po zakończeniu dzierżawy, w sposób odmienny od umowy najmu. Przedmiot najmu powinien zostać zwrócony po zakończeniu umowy najmu w stanie nie pogorszonym, w przypadku zaś zakończenia umowy dzierżawy – jej przedmiot musi być zwrócony w stanie odpowiadającym wymaganiom prawidłowej gospodarki²⁴. W kontekście powyższego nader istotnym jest zawarcie w umowie regulacji wskazujących na obowiązek dzierżawcy przywrócenia nieruchomości do stanu pierwotnego po upływie terminu obowiązywania umowy, w tym zwłaszcza obowiązek usunięcia urządzeń tworzących instalację fotowoltaiczną. Podnieść należy, iż w interesie dzierżawcy leży, aby po zakończeniu umowy możliwe było rolnicze wykorzystanie gruntów. Warto więc rozważyć również ewentualne nałożenie na dzierżawcę obowiązku rekultywacji gruntu. Dlatego też w umowach dzierżawy mogą znaleźć się postanowienia nakładające na dzierżawcę np. obowiązek wypełnienia terenu, na którym posadowiona została instalacja fotowoltaiczna, glebą o klasie odpowiadającej tej, którą grunty posiadały w dniu ich wydzierżawienia.

W tym miejscu zasadne wydaje się wskazanie na możliwość zawarcia w umowie dzierżawy zapisów odnośnie do prawa własności urządzeń farmy fotowoltaicznej oraz innych nakładów związanych z instalacją, które zostały poniesione przez dzierżawcę, poprzez określenie, iż będą stanowić one własność dzierżawcy oraz zostały połączone z dzierżawionym gruntem jedynie na okres trwania umowy. Tak określone postanowienie umowy pozwoli traktować powyższe urządzenia jako odrębny od gruntu przedmiot własności, a więc nie jako część składową gruntu²⁵.

Z faktu, iż umowa dzierżawy należy do umów odpłatnych wynika, że jej strony powinny określić wysokość czynszu dzierżawnego. Ponieważ wynagrodzenie należne wydzierżawiającemu, w związku z oddaniem nieruchomości do korzystania, zazwyczaj skorelowane jest z przychodem, który uzyskuje dzierżawca z prowadzonej działalności na przedmiocie dzierżawy, wysokość czynszu dzierżawnego może być ustalana z uwzględnieniem tej zależności. Wydzierżawienie gruntu w celu jego wykorzystania na potrzeby pozyskiwania energii elektrycznej ze słońca wymaga realizacji procesu inwestycyjnego, z czym wiąże się konieczność m.in. przeprowadzenia szeregu postępowań, które zazwyczaj są rozłożone w czasie. Zatem od momentu wydzierżawienia nieruchomości do chwili zakończenia inwestycji należy liczyć się ze znacznym upływem czasu. W interesie dzierżawcy jest więc wskazanie

²⁴ Zob. *Kodeks cywilny. Komentarz*, „Art. 705 Zwrot rzeczy dzierżawionej”, red. M. Bałwicka-Szczyrba, A. Sylwestrzak, WKP 2022, LEX.

²⁵ Zob. A. Narodzonek, *Umowa dzierżawy nieruchomości gruntowej zawierana w związku z budową farmy fotowoltaicznej*, „Zeszyt Prawniczy UAM” nr 11, 2021, s. 221.

w umowie dzierżawy zapisów uwzględniających powyższe, tj. różnicujących wysokość czynszu dzierżawnego.

Wybór waluty, w której nastąpi płatność czynszu, zależny jest w pełni od woli stron. Należy jednak pamiętać, iż w przypadku, gdy strony umowy dzierżawy zdecydują, iż czynsz płatny będzie w walucie obcej, powinny one wskazać sposób określania wartości tej waluty. Następuje to zazwyczaj poprzez odniesienie do kursu średniego danej waluty, ogłaszanego przez Narodowy Bank Polski z dnia wymagalności roszczenia (dnia płatności czynszu). Strony umowy dzierżawy mogą również określić, iż wysokość czynszu będzie ustalana według innego niż pieniądź miernika wartości. Konsensus stron powinien obejmować również termin płatności czynszu, zgodnie bowiem z art. 699 Kodeksu cywilnego, jeżeli termin płatności czynszu nie jest w umowie oznaczony, czynsz jest płatny z dołu w terminie zwyczajowo przyjętym, a w braku takiego zwyczaju – półrocznie z dołu.

Przepisy prawa nie regulują kwestii co do ograniczeń podmiotowych stron umowy dzierżawy, zatem dzierżawcą, jak i wydzierżawiającym może być każdy podmiot (osoba fizyczna, prawna, jednostka organizacyjna nieposiadająca osobowości prawnej)²⁶, przy czym wydzierżawiający musi być właścicielem gruntu lub jego posiadaczem samoistnym lub zależnym. Choć w większości przypadków nieruchomości wydzierżawiana jest przez jej właściciela, brak jest wymogu uprawnień właścicielskich co do przedmiotu dzierżawy, istotna jest bowiem sama możliwość wydania dzierżawcy rzeczy oraz zapewnienia możliwości pobierania z niej pożytków²⁷. W tym miejscu wskazać należy jednak na skutki wydzierżawienia nieruchomości, której stroną jest jej użytkownik wieczysty. Ustanowienie użytkowania wieczystego następuje bowiem na określony cel. Tak więc zawarcie przez użytkownika wieczystego umowy dzierżawy nie może spowodować, że nieruchomość zostanie wykorzystana w sposób odmienny niż zostało to określone w akcie ustanawiającym to prawo. Gdyby jednak tak się stało, właściciel nieruchomości (Skarb Państwa lub jednostka samorządu terytorialnego) może doprowadzić do zakończenia stosunku użytkowania wieczystego. W praktyce występują również umowy dzierżawy, z treści których wynika, iż dzierżawca będzie uprawniony do poddzierżawienia nieruchomości czy też przeniesienia praw wynikających z umowy dzierżawy na podmiot trzeci. Dzieje się tak w przypadku, gdy inwestorem nie będzie pierwotny dzierżawca, który przystępując do umowy dzierżawy czyni to w celu niejako „rezerwacji” nieruchomości na cele inwestycyjne dla podmiotu trzeciego.

Za istotne uznać również należy oświadczenia składane przez wydzierżawiającego, dotyczące własności nieruchomości, jak też dotyczące braku jakichkolwiek obciążeń dzierżawionej nieruchomości oraz braku jakichkolwiek okoliczności fak-

²⁶ Należy pamiętać jednak, iż w przypadku gdy stroną umowy dzierżawy jest spółka cywilna, w komparycji umowy dzierżawy należy przywołać firmy wspólników tworzących spółkę, nie zaś jedynie nazwę spółki.

²⁷ Zob. B. Baran, *Prawo cywilne dla zarządców nieruchomości*, LEX.

tycznych i prawnych, które uniemożliwiłyby realizację przedmiotu umowy dzierżawy. W umowie dzierżawy powinny przywołane ponadto zostać informacje dotyczące nieruchomości wynikające z rejestru gruntów (powierzchnia, rodzaj gruntu, jego położenie), jak też do umowy załączone mogą być kopie map ewidencyjnych oraz odpisy z ksiąg wieczystych.

W umowie dzierżawy mogą znaleźć się również zapisy dotyczące współpracy wydzierżawiającego z dzierżawcą w zakresie budowy farmy fotowoltaicznej na dzierżawionym gruncie. Częstym rozwiązaniem w tym zakresie jest udzielenie przez wydzierżawiającego dzierżawcy pełnomocnictwa do występowania w jego imieniu przed organami administracji publicznej w związku z postępowaniami, których przeprowadzenie jest niezbędne do realizacji inwestycji (np. wyłączenie gruntów z produkcji rolniczej). Zasadne jest również, aby umowa dzierżawy zawierała zobowiązanie wydzierżawiającego do niewznoszenia żadnych budowli czy budynków (przez niego lub przez osoby trzecie), kolidujących z planowaną na dzierżawionym gruncie inwestycją. Podobnie – wydzierżawiający może zobowiązać się do niedokonywania nasadzeń drzew czy krzewów (ze względu na konieczność nieograniczonego nasłonecznienia dzierżawionego pod farmę gruntu), nie tylko na przedmiocie dzierżawy, ale też innych, sąsiednich nieruchomościach, jeżeli wpłynęłoby to na ograniczenie możliwości korzystania z instalacji fotowoltaicznej.

Mając na uwadze powyższe, strony umowy dzierżawy powinny wyraźnie wskazać cel wykorzystania dzierżawionej nieruchomości oraz zakres obowiązków dzierżawcy i wydzierżawiającego. W odniesieniu do inwestycji w zakresie realizacji farmy fotowoltaicznej będą to również dodatkowe postanowienia w zakresie np.: wskazania terminu planowanego rozpoczęcia robót budowlanych, wskazania usytuowania dróg dojazdowych i innych budowli i urządzeń. W tym zakresie pożądane jest również, aby ewentualnym załącznikiem do umowy dzierżawy gruntu był plan sytuacyjny farmy, pozwalający na dokładne określenie jej umiejscowienia na nieruchomości gruntowej, do czego przydatna może być mapa zasadnicza terenu. Jest to istotne, biorąc pod uwagę, iż z wydzierżawieniem nieruchomości może wiązać się konieczność dokonania odpowiedniego podziału geodezyjnego nieruchomości. Dzięki temu instalacja fotowoltaiczna i związane z nią nakłady będą mogły być posadowione na obszarze odrębnej działki ewidencyjnej, co może mieć znaczenie na etapie ubiegania się o decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu. W tym zakresie należy jednakże pamiętać o uwarunkowaniach wynikających z przepisów, które mogą uniemożliwić dokonanie podziału nieruchomości. Zgodnie z art. 93 ust. 2a ustawy z dnia 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami²⁸ podział nieruchomości rolnej, w wyniku którego dochodzi do wydzielenia działki gruntu o powierzchni mniejszej niż 0,3 ha, jest niedopuszczalny. Konieczność dokonania podziału nieruchomości może wiązać się również z kwestią braku możliwości

²⁸ T.j. Dz. U. 2021, poz. 1899.

uzyskania decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu jedynie dla części nieruchomości, w przypadku gdy instalacja fotowoltaiczna i związana z nią infrastruktura znajdować się ma na obszarze jednej działki geodezyjnej. Wówczas uzyskanie decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu jedynie dla części działki może okazać się problematyczne²⁹.

Ponadto, mając na uwadze konieczność odpowiedniego uzbrojenia terenu dzierżawionej nieruchomości, w umowie należy zamieścić postanowienia w zakresie prawa wjazdu na nieruchomość przez dzierżawcę lub osoby trzecie w związku z rozpoczęciem budowy farmy. Wyzdierżawiający powinien również wyrazić zgodę na przeprowadzenie na nieruchomości np. kabli elektroenergetycznych czy innych niezbędnych urządzeń w celu przyszłego prawidłowego funkcjonowania farmy oraz zgody na ustanowienie związanej z tym służebności przesyłu.

W zakresie innych postanowień umowy dzierżawy, które mogą okazać się niezbędne dla określenia praw i obowiązków jej stron, zasadne wydaje się wskazać m.in. na uregulowania dotyczące ponoszenia kosztów budowy oraz eksploatacji (przy założeniu, że inwestycję będzie realizował, eksploatował ten sam podmiot) farmy fotowoltaicznej. Ponadto istotną kwestią jest zawarcie w przyszłej umowie dzierżawy postanowień dotyczących oświadczenia dzierżawcy odnośnie do przestrzegania obowiązujących przepisów prawa (np. prawa budowlanego, energetycznego, przepisów dotyczących ochrony środowiska) w procesie budowy oraz eksploatacji farmy fotowoltaicznej, również oświadczenia co do realizacji obowiązku uzyskania wszelkich wymaganych przepisami prawa pozwoleń i koncesji.

W zakresie obowiązków stron, wynikających ze stricte technicznych uwarunkowań procesu przygotowania i prowadzenia inwestycji w zakresie budowy farmy fotowoltaicznej, należy wskazać m.in., na której ze stron ciąży obowiązek złożenia wniosku o pozwolenie na budowę (po ewentualnym uzyskaniu decyzji o warunkach zabudowy)³⁰, czy ewentualnie dokonanie stosownych zgłoszeń i rozpoczęcie oraz prowadzenie prac budowlanych zgodnie z warunkami w nich określonymi. Jeżeli wniosek o pozwolenie na budowę złożony ma zostać przez dzierżawcę, w umowie winno znaleźć się postanowienie w zakresie wyrażenia przez wydzierżawiającego zgody na dysponowanie nieruchomością przez dzierżawcę na cele budowlane. Po-

²⁹ Sądy administracyjne w sposób niejednolity podchodzą do możliwości uzyskania decyzji o warunkach zabudowy jedynie dla części nieruchomości, gdyż brak jest zgodnego rozumienia pojęcia „terenu”, o którym mowa w art. 59 ust. 1 ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (zob. wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Warszawie z dnia 6 kwietnia 2022 r. (sygn. VII SA/Wa 577/22) oraz Wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Warszawie z dnia 10 czerwca 2021 r., (sygn. VII SA/Wa 872/21).

³⁰ Instalacja fotowoltaiczna o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 kW (z zastrzeżeniem, że do urządzeń fotowoltaicznych o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 6,5 kW stosuje się obowiązek uzgodnienia z rzeczoznawcą do spraw zabezpieczeń przeciwpożarowych pod względem zgodności z wymaganiami ochrony przeciwpożarowej) nie wymaga uzyskania decyzji o pozwoleniu na budowę oraz zgłoszenia (art. 29 ust. 4 pkt 3 lit. c ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (Dz. U. 2021, poz. 2351).

nieważ z procesem budowlanym (jak i demontażu instalacji) łączy się nieodzownie problem gromadzenia i późniejszego usunięcia odpadów, w tym ich przekazania odpowiednim podmiotom uprawnionym do zbierania i transportu odpadów powstałych w związku z ww. robotami, strony umowy dzierżawy powinny określić podmiot odpowiedzialny za powyższe. Kwestia ta ma szczególne znaczenie w przypadku, gdy wraz z zakończeniem umowy dzierżawy ma dojść do demontażu instalacji fotowoltaicznej. Jeżeli wydierżawiający nie chce być podmiotem odpowiedzialnym za usuwania odpadów związanych z tym procesem, winien on zabezpieczyć swój interes poprzez zawarcie w umowie dzierżawy zapisów dotyczących usunięcia odpadów przed objęciem nieruchomości ponownie w posiadanie. W świetle bowiem art. 26 ustawy z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach³¹, posiadacz odpadów jest zobowiązany do ich niezwłocznego usunięcia z miejsca, które nie jest przeznaczone do ich składowania lub magazynowania. Posiadaczem odpadów jest zaś, zgodnie z domniemaniem wyrażonym w art. 3 pkt 19 tego aktu, władający powierzchnią ziemi, na której odpady te się znajdują.

Mając na uwadze wskazane obowiązki dzierżawcy w związku z planowanymi robotami budowlanymi na gruncie będącym przedmiotem dzierżawy, należy również wskazać na jego obowiązek zawiadomienia wydierżawiającego o planowanym rozpoczęciu robót budowlanych. Jest to wyjątkowo istotny element porozumienia stron, w przypadku, gdy farma fotowoltaiczna ma funkcjonować na nieruchomości rolnej, z czym może wiązać się konieczność przeprowadzenia procedury wyłączenia gruntów z produkcji rolniczej, czy też umożliwienie wydierżawiającemu dokonania zbioru plonów na dzierżawionym gruncie rolnym. W przypadku braku takiego postanowienia zasadne wydaje się zawarcie w umowie dzierżawy zobowiązania dzierżawcy do zapłaty odszkodowania za zniszczenie upraw rolnych (plonów), np. na podstawie sporządzonego i podpisanego przez strony umowy protokołu szkód. Nie mniej istotne jest również określenie obowiązków związanych z utrzymaniem urządzeń melioracyjnych w należytym stanie, a w przypadku ich uszkodzenia, w związku z robotami prowadzonymi w zakresie realizacji inwestycji fotowoltaicznej oraz pracami towarzyszącymi, do ich naprawienia. W tym zakresie dzierżawca winien również zostać zobowiązany do zawarcia umowy ubezpieczeniowej z tytułu odpowiedzialności cywilnej w trakcie realizacji inwestycji oraz z tytułu odpowiedzialności cywilnej od niebezpieczeństw związanych z samą eksploatacją farmy fotowoltaicznej.

Umowa dzierżawy nieruchomości, na której prowadzona będzie działalność w zakresie fotowoltaiki, powinna również posiadać stosowne uzgodnienia w przedmiocie rozliczania pomiędzy stronami obciążeń fiskalnych. Należy jednak podkreślić, iż ze względu na uwarunkowania prawne nawet w sytuacji zawarcia w umowie dzierżawy zapisu dotyczącego obowiązku ponoszenia przez dzierżawcę należnych

³¹ T.j. Dz. U. 2022, poz. 699.

podatków (od nieruchomości czy też podatku rolnego) dla fiskusa podatnikiem będzie wydierżawiający. Dlatego też zasadne jest, aby strony umowy określiły sposób rozliczania ww. obciążeń pomiędzy sobą (np. określenie, iż z momentem rozpoczęcia prac budowlanych dzierżawca oprócz czynszu zobowiązany będzie płacić podatek od nieruchomości, inne podatki i opłaty związane z nieruchomością i jej eksploatacją). W kontekście powyższego należy zwrócić uwagę na uregulowania art. 702 Kodeksu cywilnego. Zgodnie z tym przepisem, jeżeli w umowie zastrzeżono, że oprócz czynszu dzierżawca będzie obowiązany uiszczać podatki i inne ciężary związane z własnością lub z posiadaniem przedmiotu dzierżawy oraz ponosić koszty jego ubezpieczenia, ustawowe prawo zastawu przysługujące wydierżawiającemu zabezpiecza również roszczenie wydierżawiającego względem dzierżawcy o zwrot sum, które z powyższych tytułów zapłacił.

W zależności od woli stron umowy zapisy dotyczące poufności oraz ochrony danych osobowych w mniejszym lub większym zakresie mogą być rozbudowane, przy czym to na wydierżawiającym będą zazwyczaj spoczywać zobowiązania do zachowania określonych zasad poufności. Dzierżawca jako inwestor będzie bowiem na nieruchomości prowadził działalność gospodarczą, w wyniku czego wydierżawiający może wejść w posiadanie informacji objętych tajemnicą przedsiębiorstwa, a więc informacji posiadających wartość gospodarczą. Informacje takie wydierżawiający winien wykorzystywać jedynie dla celów związanych z wykonywaniem umowy. Podobnie wyłącznie dla celów umowy dzierżawy winny być wykorzystywane (przetwarzane) przez strony dane osobowe, przy zachowaniu obowiązków w zakresie ich gromadzenia, udostępniania czy dalszego przetwarzania oraz realizacji obowiązków informacyjnych wobec osób, których dane będą przetwarzane.

Przechodząc do postanowień końcowych umowy dzierżawy, należy wskazać przede wszystkim na zapisy w zakresie liczby sporządzonych egzemplarzy umowy, określenia formy komunikacji pomiędzy stronami, wskazania sądu właściwego dla rozpatrywania sporów wynikłych z realizacji niniejszej umowy (zazwyczaj jest to sąd właściwy miejscowo według miejsca położenia dzierżawionej nieruchomości). W tym zakresie warto unikać stosowanego powszechnie postanowienia, iż do rozstrzygania sporów sądem właściwym będzie ten właściwy dla siedziby powoda.

Należy stwierdzić, iż ze względu na wzrost cen nieruchomości, liczne obostrzenia związane z nabywaniem gruntów rolnych, umowa dzierżawy na cele prowadzenia działalności w zakresie pozyskiwania energii słonecznej będzie coraz bardziej popularnym narzędziem umożliwiającym takie wykorzystanie gruntów. Z pewnością umowy takie będą coraz bardziej powszechne, nie tylko z uwagi na możliwości dostępu i wykorzystania gruntów, w tym głównie nieruchomości rolnych, ale również z uwagi na niewątpliwy walor takich umów, którym jest pozostawianie ziemi w rękach wydierżawiającego, przy jednoczesnej możliwości wykorzystywania jej przez podmiot trzeci. Ponadto znaczenie w powyższym zakresie będą miały również mechanizmy wsparcia zarówno na szczeblu krajowym, jak też unijnym. W tym

ostatnim przypadku wyjątkowo atrakcyjnie przedstawiają się możliwości wsparcia w ramach tzw. zielonej transformacji, tj. jednego z filarów Instrumentu na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności przewidzianego Rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/241 z dnia 12 lutego 2021 r. ustanawiającym Instrument na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności³². Powyższe, jak i postępujący deficyt konwencjonalnych źródeł energii, w tym rosnące koszty ich eksploatacji, będą bez wątpienia przyczyniać się do wzrostu znaczenia fotowoltaiki, która obok elektrowni wiatrowych traktowana będzie jako stabilne źródło pozyskiwania zielonej energii.

³² Dz. Urz. UE L poz. 57 z dnia 18.02.2021, s. 17.

4.4. Energetyka obywatelska – spółdzielnie energetyczne, klastry energii oraz prosumenci energii odnawialnej

4.4.1. Energetyka obywatelska

Początki

W celu przedstawienia genezy ruchu energetyki obywatelskiej, należy pokrótce prześledzić rozwój technologii energetycznych. W odpowiedzi na rosnący popyt na energię, w XX wieku wykształcono tradycyjny system energetyczny, określany w literaturze jako wielkoskalowa energetyka korporacyjna – WEK¹. Opiera się on na scentralizowanej produkcji energii w elektrowniach o dużej mocy, spalających paliwa kopalne lub wykorzystujących energetykę jądrową. System ten z czasem zaczął ujawniać liczne dysfunkcje. Najważniejsze z nich polegały na stratach sieciowych oraz trudnych do usunięcia awariach, wynikających z braku dywersyfikacji źródeł wytwarzania energii.

W celu zniwelowania wad wielkoskalowej energetyki korporacyjnej opracowano koncepcję utworzenia systemu energetyki rozproszonej (*distributed energy system*), polegającego na oparciu produkcji na większej liczbie źródeł o mniejszych mocach wytwórczych, wśród których liczne miały zostać oparte na OZE. Co istotne, energetykę rozproszoną stanowią instalacje energii odnawialnej użytkowane indywidualnie, które zazwyczaj zaspokajają potrzeby jednego gospodarstwa domowego, jak również instalacje o większych mocach, budowane z myślą o ich wykorzystywaniu przez lokalne społeczności. To właśnie energetykę rozproszoną, jako paradygmat rozwoju systemu energetycznego, przyjął rozwijający się od końca lat 70. społeczny ruch rozwoju energetyki obywatelskiej (*community energy movement*). Jego rozwój umożliwiło upowszechnianie się technologii pozwalających na alternatywne pozy-

¹ J. Popczyk, *Energetyka rozproszona: od dominacji energetyki w gospodarce do zrównoważonego rozwoju, od paliw kopalnych do energii odnawialnej i efektywności energetycznej*, Warszawa 2011.

skiwanie energii. W szczególności wskazać należy powstające licznie elektrownie wiatrowe oraz fotowoltaiczne w państwach Europy Zachodniej oraz w USA.

Energetyka obywatelska jako społeczny fenomen

Energetykę obywatelską stanowią w szczególności lokalne inicjatywy społeczności wspólnymi siłami budujących instalacje OZE, które wytwarzając czystą energię mają urzeczywistnić postulat zrównoważonego rozwoju (*sustainable development*) sektora energetycznego. Popularność tego typu inicjatyw w dalszych latach wiązała się z rosnącą świadomością w zakresie potrzeby ochrony środowiska oraz protestami przeciwko energetyce atomowej wywołanymi katastrofą w Czarnobylu, odbywającymi się przede wszystkim w Belgii oraz Niemczech².

Liczne inicjatywy wpisujące się w ruch energetyki obywatelskiej były rozwijane w formie spółdzielni. Powyższe wynikało z docenienia podstawowych zasad spółdzielczych – demokratycznego zarządzania oraz sprawiedliwego podziału zysków. Wraz z rosnącą popularnością tej formy prawnej prowadzenia działalności w sferze OZE utrwaliło się określanie tych podmiotów jako spółdzielnie energetyczne (*energy cooperatives*) lub spółdzielnie energii odnawialnej (*renewable energy cooperatives* – *RE-cooperatives/ RE-coops*). Tego typu przedsięwzięcia spotkały się z pozytywną oceną ich wpływu na dobrobyt społeczności lokalnych, gdyż ich działalność jednocześnie przynosiła korzyść jej wytwórcom, sprzyjała środowisku naturalnemu oraz wspomagała kształtowanie postaw obywatelskich³. Podkreślić należy również istotny wpływ zaangażowania lokalnych samorządów – gmin oraz ich odpowiedników w poszczególnych państwach – w postawianie tego typu inicjatyw. W literaturze przywołuje się liczne przykłady, gdy poparcie przedstawicieli władz lokalnych pomagało spółdzielniom energetycznym zyskać renomę oraz popularność. Niejednokrotnie gminy były również beneficjentami tego typu działalności, gdyż partycypowały finansowo w budowie instalacji OZE wykorzystywanych następnie z korzyścią dla jednostek publicznych⁴.

Spółdzielnie energetyczne funkcjonują przede wszystkim w państwach członkowskich Unii Europejskiej, jakkolwiek w zróżnicowanym stopniu. Według danych z 2018 roku najwięcej spółdzielni energetycznych współtworzy rynek energii w Niemczech, Austrii oraz Danii. Spółdzielnie energetyczne prężnie działają również w USA⁵, ich obecność odnotowuje się także w Turcji. Pojedyncze

² C. Candelise, G. Ruggieri, *Status and Evolution of the Community Energy Sector in Italy*, "Energies" 2020, 13(8).

³ P. Devine-Wright, *Energy Citizenship: Psychological Aspects of Evolution in Sustainable Energy Technologies*, [w:] J. Murphy, *Governing Technology for Sustainability*, Londyn 2007, s. 63–88.

⁴ T. Hoppe, A. Graf, B. Warbroek, I. Lammers, I. Lepping, *Local Governments Supporting Local Energy Initiatives: Lessons from the Best Practices of Saerbeck (Germany) and Lochem (The Netherlands)*, "Sustainability" 2015, 7, s. 1900–1931.

⁵ W USA spółdzielnie energetyczne są szczególnie związane ze środowiskiem wiejskim. Dla ich opisu używa się określenia *rural electric cooperatives*.

spółdzielnie energetyczne obecne są także w Kanadzie, Nowej Zelandii, Korei Południowej, a także Brazylii oraz Kostaryce. Spółdzielczość energetyczną należy zatem określić, jako zjawisko o wymiarze globalnym⁶. W większości państw przedsięwzięcia te objęte są różnego rodzaju systemami wsparcia, w związku z powszechną praktyką publicznego wspierania sektora OZE. Najbardziej efektywny system wsparcia zapewniały do 2014 roku Niemcy, gdzie notowano najszybszy rozwój tego typu inicjatyw. Polegał on na zapewnieniu spółdzielniom na okres 15 lat możliwości sprzedaży wytworzonej energii za pomocą taryfy gwarantowanej (*feed-in tariff*)⁷.

Spółeczności energetyczne

Fenomen społeczny, jakim jest energetyka obywatelska, został także uwzględniony w ramach prawodawstwa Unii Europejskiej. W dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (*Renewable Energy Directive II*, dalej: dyrektywa RED II)⁸ ujęto „społeczność energetyczną działającą w zakresie energii odnawialnej” (*renewable energy community*). Zgodnie z art. 2 pkt. 16 dyrektywy RED II za taką społeczność należy uznać podmiot prawny, który opiera się na otwartym i dobrowolnym uczestnictwie, jest niezależny i jest skutecznie kontrolowany przez udziałowców lub członków zlokalizowanych w niewielkiej odległości od projektów dotyczących energii odnawialnej, będących własnością tego podmiotu prawnego i przez niego rozwijanych.

Dyrektywa szeroko określa również katalog osób mogących być udziałowcami tego podmiotu – są to osoby fizyczne lub małe i średnie przedsiębiorstwa lub organy lokalne, w tym gminne. Podmiot ten ma również ściśle określony w dyrektywie RED II cel, którym jest zamiast przynoszenia zysków finansowych – raczej przynoszenie korzyści środowiskowych, ekonomicznych lub społecznych jego udziałowcom, członkom lub lokalnym obszarom, na których on działa.

Z kolei w dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej (dalej: dyrektywa 2019/944) zdefiniowano „obywatelską społeczność energetyczną” (*citizen energy community*). Definicja obywatelskiej społeczności energetycznej została sformułowana podobnie do społeczności uregulowanych w dyrektywie RED II zarówno pod względem struktury podmiotowej, jak i celu działalności. Zgodnie z art. 2 pkt 11 dyrektywy 2019/944 jest to osoba prawna, opierająca się na dobrowolnym i otwartym uczestnictwie i która jest skutecznie kontrolowana przez członków lub udziałowców

⁶ T. Marzec, *Prawne perspektywy rozwoju spółdzielni energetycznych w Polsce*, „IKAR” 2021, nr 2, wraz z przywołaną tam literaturą.

⁷ B. Klagge, T. Meister, *Energy cooperatives in Germany – an example of successful alternative economies?*, „Local Environment” 2018, 23(7), s. 697–716.

⁸ Dz. U. UE L 328/82 z 21.12.2018.

będących osobami fizycznymi, organami samorządowymi, w tym gminami, lub małymi przedsiębiorstwami. Analogicznie, jak w przypadku społeczności uregulowanej w dyrektywie RED II – głównym celem obywatelskiej społeczności energetycznej jest zapewnienie nie tyle zysków finansowych, ile raczej środowiskowych, gospodarczych lub społecznych korzyści dla swoich członków lub udziałowców lub obszarów lokalnych, na których prowadzi ona działalność⁹.

Z treści przywołanych przepisów dyrektyw UE wynika, że prawodawca unijny przewidział udział lokalnego samorządu w zakładaniu społeczności energetycznych. Włączenie gmin w katalog podmiotów, które mogą tworzyć te społeczności, nie jest przypadkowe. Podkreśla się, że te podmioty są powoływane w celu zaspokajania potrzeb lokalnych wspólnot, co doskonale wpisuje się w działalność samorządu. Co równie istotne, samorząd dysponuje wiedzą oraz strukturą organizacyjną pozwalającą na wsparcie tego typu inicjatyw, w szczególności w początkowym etapie ich funkcjonowania.

4.4.2. Formy organizacyjno-prawne energetyki obywatelskiej

Ramy prawne

Jakkolwiek postanowienia przywołanych dyrektyw UE zostały jedynie w niewielkim stopniu zaimplementowane w Polsce, należy stwierdzić też, że w krajowym porządku prawnym obowiązują przepisy pozwalające na rozwój inicjatyw obywatelskich w obszarze OZE. Wśród form organizacyjno-prawnych energetyki obywatelskiej funkcjonujących w polskim prawie należy wyróżnić:

- prosumenta energii odnawialnej,
- prosumenta zbiorowego energii odnawialnej,
- spółdzielnię energetyczną,
- klaster energii.

Prosument

Zgodnie z art. 2 pkt 27a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii¹⁰ (uOZE) prosument energii odnawialnej jest to odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z OZE na własne potrzeby w mikroinstalacji (instalacji o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 kW). Jeżeli dany podmiot nie jest odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, aby był prosumentem wytwarzanie energii elektrycznej nie może stanowić przedmiotu jego przeważającej działalności gospodarczej.

Regulacja dotycząca prosumenta w Polsce podlegała licznym zmianom. Pierwotnie prosument mógł zbywać energię elektryczną wytworzoną w mikroinstalacji

⁹ Zob. szerzej T. Marzec, *Prawne perspektywy rozwoju spółdzielni...*, po cit.

¹⁰ T.j. Dz. U. 2022, poz. 1378 ze zm.

cji¹¹. W drodze nowelizacji ustawy o OZE wprowadzono nowy system wsparcia dla prosumentów, tzw. system opustowy. Polegał on na tym, że prosument wprowadzał wyprodukowaną energię elektryczną do sieci i w ramach rozliczenia otrzymywał zwrotnie 70–80% nadwyżki energii.

Zgodnie z obecnym stanem prawnym system opustowy został zastąpiony przez system określany jako *net-billing*, polegający na gotówkowym rozliczaniu z energii, która została wyprodukowana przez prosumenta i wprowadzona do sieci. Oddzielnie rozlicza się energię wprowadzoną do sieci oraz z sieci pobraną – według wartości jednostki energii ustalonej według ceny z Rynku Dnia Następnego (RDN). W konsekwencji, energia elektryczna wytworzona przez prosumentów, a niewykorzystana na własny użytek, jest sprzedawana, z uwzględnieniem istotnych ulg podatkowych. Natomiast za energię pobraną prosumenci ponoszą opłaty tak jak inni odbiorcy energii. Obecnie energia elektryczna, również na RDN, osiąga wysokie ceny, stąd obowiązujący system jest opłacalny w szczególności dla prosumentów objętych taryfami dla odbiorców indywidualnych i gospodarstw domowych, natomiast w mniejszym stopniu dla przedsiębiorców, których w szczególności dotyczą gwałtowne wzrosty cen energii.

Prosument zbiorowy

W drodze nowelizacji uOZE, w 2022 roku wprowadzono pojęcie prosumenta zbiorowego energii odnawialnej, którym jest odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z OZE na własne potrzeby w mikroinstalacji lub małej instalacji (instalacji o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 kW i nie większej niż 1 MW) przyłączonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej za pośrednictwem wewnętrznej instalacji elektrycznej budynku wielolokalowego, w której znajduje się punkt poboru energii elektrycznej tego odbiorcy, pod warunkiem że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym wytwarzanie to nie stanowi przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej.

Wprowadzenie przepisów regulujących prosumenta zbiorowego stanowi zachętę dla spółdzielni mieszkaniowych oraz wspólnot do wspólnego korzystania z instalacji OZE. Należy jednak zaznaczyć, że obecnie zarówno prosumenci, jak i inwestorzy planujący większe instalacje OZE wskazują na istotną barierę, jaką są odmowy wydania warunków przyłączenia nowych instalacji. Powyższe ma związek z nieprzystosowaniem sieci dystrybucyjnej energii elektrycznej do rosnącej liczby instalacji OZE. W celu odwrócenia tego trendu spółki energetyczne zarządzające siecią dystrybucyjną powinny dokonać stosownych inwestycji w celu przystosowania sieci do odbioru energii elektrycznej od lokalnych instalacji OZE.

¹¹ Zob. szerzej: P. Lissoń, *Zasady podejmowania działalności prosumenckiej oraz jej wspierania*, [w:] *Prawo odnawialnych źródeł energii w Polsce i w Niemczech*, red. P. Lissoń, K. Ziemiński, Poznań 2018, s. 87–91.

Spółdzielnia energetyczna

Spółdzielczość energetyczna w Polsce – ramy prawne

W odniesieniu do spółdzielczości energetycznej, należy zauważyć, że w Polsce jest ona dopiero na etapie formowania. Jakkolwiek znane są wcześniejsze inicjatywy, rozwój tego typu przedsięwzięć w zasadzie wiązać należy z wprowadzeniem pojęcia prawnego spółdzielni energetycznej do ustawy o OZE. Pojęcie prawne spółdzielni energetycznej wprowadzono do ustawy już w 2016 roku, jednak to w latach 2018–2019 w drodze jej dalszych zmian uchwalono przepisy szczegółowo regulujące działalność tych podmiotów.

Definicja legalna spółdzielni energetycznej znajduje się w art. 2 pkt. 33a uOZE, zgodnie z którym spółdzielnia energetyczna jest to „spółdzielnia w rozumieniu ustawy z dnia 16 września 1982 r. – Prawo spółdzielcze (Dz. U. 2021, poz. 648) lub ustawy z dnia 4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników (Dz. U., poz. 2073), której przedmiotem działalności jest wytwarzanie energii elektrycznej lub biogazu, lub ciepła, w instalacjach odnawialnego źródła energii i równoważenie zapotrzebowania energii elektrycznej lub biogazu, lub ciepła, wyłącznie na potrzeby własne spółdzielni energetycznej i jej członków, przyłączonych do zdefiniowanej obszarowo sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub sieci dystrybucyjnej gazowej, lub sieci ciepłowniczej”.

Wskazaną definicję należy rozumieć w ten sposób, że podmiot prawny, stanowiący spółdzielnię lub spółdzielnię rolników, która po spełnieniu wymogów prawnych znajdujących się w ustawie o OZE osiąga status spółdzielni energetycznej. Z powyższego wynika, że w celu określenia ram prawnych spółdzielni energetycznych w Polsce, należy odwołać się w pierwszej kolejności do ustawy z dnia 16 września 1982 r. Prawo spółdzielcze (PS)¹², w której uregulowano podstawowe zasady funkcjonowania spółdzielni, w tym przede wszystkim proces ich zakładania, strukturę organizacyjną oraz ustrój majątkowy. W przypadku wyboru przez spółdzielców prowadzenia działalności jako spółdzielnia rolników zastosowanie znajdują także przepisy ustawy z dnia 4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników¹³.

Spółdzielczość w Polsce

Zgodnie z ustawą prawo spółdzielcze spółdzielnia jest dobrowolnym zrzeszeniem nieograniczonej liczby osób, o zmiennym składzie osobowym i zmiennym funduszu udziałowym, która w interesie swoich członków prowadzi wspólną działalność gospodarczą. Spółdzielczość ma w Polsce bardzo długą tradycję, którą datuje się już na początek XIX wieku¹⁴. Jej intensywny rozwój w dwudziestoleciu mię-

¹² T.j. Dz. U. 2021, poz. 648.

¹³ Dz. U. 2018, poz. 2073.

¹⁴ W 1816 r. Stanisław Staszic założył Towarzystwo Rolnicze Hrubieszowskie, dając początek spółdzielczości rolniczej na terenach Polski – zob. szerzej A. Suchoń, *Prawna koncepcja spółdzielni rolniczych*, Poznań 2016, s. 18 i nast.

dzwojennym został zahamowany przez II wojnę światową oraz kolektywizację rolnictwa, którą przymusowo usiłowano wdrożyć w czasach Polskiej Rzeczypospolitej Ludowej. Współcześnie, w szczególności wśród społeczności wiejskich, spółdzielczość wciąż budzi jeszcze skojarzenia z okresem PRL, co sprawia, że lokalne społeczności niejednokrotnie podchodzą z rezerwą do prowadzenia działalności w tej formie prawnej¹⁵.

Nie sposób zgodzić się z niektórymi opiniami, że spółdzielczość stanowi relikty prawny. Spółdzielnie prowadzą działalność w oparciu o 7 Zasad Spółdzielczych – Zasady: 1. Dobrowolnego i otwartego członkostwa, 2. Demokratycznej kontroli członkowskiej, 3. Ekonomicznego uczestnictwa członków, 4. Autonomii i niezależności, 5. Kształcenia, szkolenia, informacji, 6. Współdziałania oraz 7. Troski o społeczność lokalną¹⁶. Te wartości doskonale wpisują się w nowoczesny model prowadzenia działalności biznesowej oparty o zasadę zrównoważonego rozwoju, zapewniający zaangażowanym w nią osobom sprawiedliwy podział zysków. Powyższego dowodzi proces, który można określić jako renesans spółdzielczości, mający miejsce nie tylko w państwach Europy Zachodniej. W Polsce w promowanie spółdzielczości, obok środowisk związanych z bankowością spółdzielczą, zaangażowane są m.in. ruchy miejskie oraz organizacje należące do sektora pozarządowego¹⁷.

Prawo spółdzielcze

Przepisy regulujące działanie spółdzielni korespondują z przytoczonymi zasadami spółdzielczymi. W pierwszej kolejności należy zauważyć, że spółdzielnia ma osobowość prawną, w związku z czym może we własnym imieniu nabywać prawa oraz zaciągać zobowiązania. Dzięki temu spółdzielnia jest w stanie gromadzić majątek i prowadzić działalność gospodarczą w interesie wszystkich spółdzielców. Funkcjonowanie spółdzielni reguluje statut, będący umową opartą na woli członków zrzeszających się w spółdzielnię. Prawo spółdzielcze (PS) wyróżnia obligatoryjną oraz fakultatywną treść statutu. Postanowienia, które obligatoryjnie powinny znaleźć się w statucie zostały zawarte przede wszystkim w art. 5 § 1 PS, należy jednak podkreślić, że w tym zakresie należy uwzględnić także przepisy szczególne, które mogą mieć wpływ na treść obowiązkowych postanowień statutu.

Struktura organizacyjna spółdzielni

Jak każda osoba prawna spółdzielnia działa przez swoje organy. Organami spółdzielni są:

¹⁵ Por. M. Szyrski, *Ruch spółdzielczy w energetyce. Nowe trendy w energetyce lokalnej*. „Ruch Prawniczy, Ekonomiczny i Socjologiczny” 2021, 83(3), 184–185.

¹⁶ Zob. szerzej: Materiały Krajowej Rady Spółdzielczej –<https://www.krs.org.pl/spoldzielczosc/zasady-spoldzielcze>

¹⁷ Por. N.J. Bąk, J. Erbel, J. Galiński, P. Małańczuk, M. Pasierbski, J.J. Zygmontowski, *Spółdzielczy Plan Odbudowy. Raport poświęcony tworzeniu wspólnoty opartej o zaufanie przez restart spółdzielczości*, CoopTech Hub, 2021.

1. walne zgromadzenie¹⁸,
2. rada nadzorcza,
3. zarząd.

Walne zgromadzenie stanowi najwyższy organ spółdzielni. W jego skład wchodzi wszyscy spółdzielcy, a zarząd ma obowiązek zwoływać je przynajmniej raz w roku, w ciągu sześciu miesięcy po upływie roku obrachunkowego. W ramach przyznanych mu kompetencji organ ten może zmieniać statut spółdzielni (uchwałę podejmuje się większością 2/3 głosów) oraz wybiera radę nadzorczą. W zależności od postanowień statutu walne zgromadzenie albo rada nadzorcza mogą wybierać zarząd spółdzielni. To również ogół spółdzielców, działając w ramach walnego, zgromadzenia podejmuje uchwały w sprawie podziału nadwyżki bilansowej (dochodu ogólnego) lub sposobu pokrycia strat.

W ramach tak szerokich kompetencji walnego zgromadzenia realizuje się demokratyczne zarządzanie spółdzielnią, w myśl zasady – „jeden członek, jeden głos”. Zgodnie z nią „Każdy członek ma jeden głos bez względu na ilość posiadanych udziałów.” – art. 36 § 1 zdanie pierwsze PS. Obrazując działanie tej zasady przykładem – nawet jeżeli spółdzielca będzie posiadał więcej udziałów niż wszyscy pozostali członkowie razem wzięci, będzie miał nadal taki sam wpływ na decydowanie o losach spółdzielni, jak każdy inny członek, gdyż będzie mu przysługiwał tylko jeden głos.

Demokratyczny sposób zarządzania spółdzielnią stanowi zasadniczą różnicę między inicjatywami spółdzielczymi a spółkami kapitałowymi. W tych drugich generalną zasadą jest, że decydujący głos ma podmiot, który wniósł najwięcej kapitału. Należy jednak podkreślić, że opisana wyżej zasada nie ma charakteru absolutnego. Zgodnie z art. 36 § 1 zdanie drugie PS, „Statut spółdzielni, której członkami mogą być wyłącznie osoby prawne, może określać inną zasadę ustalania liczby głosów przysługujących członkom.” Z cytowanego przepisu wynika, że na podstawie postanowień statutu, przewidującego członkostwo w spółdzielni wyłącznie osób prawnych, istnieje możliwość przyznania niektórym członkom większego wpływu na losy spółdzielni niż innym.

Rada nadzorcza stanowi organ sprawujący kontrolę i nadzór nad działalnością spółdzielni. Zgodnie z przepisami składa się ona co najmniej z trzech członków. Co istotne, do rady nadzorczej mogą być wybierani wyłącznie członkowie spółdzielni. Kadencję rady nadzorczej określa statut. Prawo spółdzielcze dopuszcza możliwość odwołania członka rady przed upływem kadencji. Dokonuje tego walne zgromadzenie, podejmując uchwałę większością 2/3 głosów.

¹⁸ Zgodnie z art. 35 § 1 pkt 4 PS w spółdzielniach, w których walne zgromadzenie jest zastąpione przez zebranie przedstawicieli, organy stanowią również zebrania grup członkowskich. Sytuacja ta dotyczy spółdzielni o dużej liczbie członków, stąd należy ją uznać za obecnie mało prawdopodobną w przypadku spółdzielni energetycznych.

Organem kierującym działalnością spółdzielni oraz reprezentującym ją na zewnątrz jest zarząd. Przepisy przewidują domniemanie kompetencji zarządu, gdy dane kompetencje nie są przyznane innym organom spółdzielni. Skład i liczbę członków zarządu określa statut. Statut może przewidywać zarząd jednoosobowy, który tworzy prezes. Zgodnie z art. 49 § 1 – 2 PS członków zarządu, w tym prezesa i jego zastępców, wybiera i odwołuje, stosownie do postanowień statutu, rada lub walne zgromadzenie.

Majątek spółdzielni

Majątek spółdzielni pochodzi w zasadzie z dwóch źródeł:

- wpłat członków,
- działalności prowadzonej przez spółdzielnię.

Co oczywiste, spółdzielnia energetyczna może pozyskiwać środki finansowe ze źródeł zewnętrznych – w tym w ramach publicznych programów finansowania inwestycji w OZE oraz poprzez zaciąganie zobowiązań finansowych w drodze umów kredytu, pożyczki lub innych. Art. 19 PS przewiduje następujące obowiązki o charakterze majątkowym, składające się na treść stosunku członkostwa:

1. wniesienie wpisowego,
2. wniesienie zadeklarowanych udziałów.

Wpisowe

Prawo spółdzielcze nakłada na każdego członka w sposób bezwzględny obowiązek wniesienia wpisowego (art. 19 § 1 PS), statut wyznacza wysokość tego świadczenia oraz termin jego wniesienia (art. 5 § 1 pkt 3 i § 2 PS). Zgodnie natomiast z art. 78 § 1 pkt 2 prawa spółdzielczego wpisowe należy zasadniczo określić, jako świadczenie pieniężne. Podmiot przystępujący do spółdzielni jest zobowiązany do wpłaty wpisowego w związku ze złożeniem deklaracji członkowskiej.

Udziały

Uzyskanie członkostwa w spółdzielni jest uzależnione od zadeklarowania co najmniej jednego udziału w wysokości ustalonej w statucie. To udziały stanowią podstawę majątku spółdzielni. Jak wskazuje się w doktrynie, nie jest możliwe bezudziałowe członkostwo w spółdzielni¹⁹. Celem wniesienia udziałów jest uczestniczenie za pomocą przedsiębiorstwa spółdzielczego w korzyściach gospodarczych, wynikających z działalności spółdzielni.

Wyróżnia się (1) udziały obowiązkowe oraz (2) udziały nadobowiązkowe. W przypadku udziałów obowiązkowych ich zadeklarowanie jest niezbędne do skutecznego złożenia deklaracji członkowskiej. Odnośnie do udziałów nadobowiązk-

¹⁹ Art. 20, *Prawo spółdzielcze. Komentarz*, red. serii K. Osajda, red. tomu B. Lackoroński, wyd. 5, Warszawa 2021.

kowych – ich zadeklarowanie zależy wyłącznie od spółdzielcy. Statut spółdzielni może przewidywać górną liczbę udziałów nadobowiązkowych, którą mogą objąć członkowie. Zgodnie ze stanowiskiem wyrażonym w piśmiennictwie zamieszczenie w statucie takiego postanowienia ma na celu zapobieżenie uzyskaniu w ten sposób kapitałowej przewagi w spółdzielni przez jednego lub kilku członków, co wiązałoby się z (nawet nieformalnym) wpływem na jej działanie²⁰.

Analizując ustawę prawo spółdzielcze, spotkać można również pojęcia udziałów zadeklarowanych oraz udziałów wniesionych. Udział zadeklarowany należy traktować jako wierzytelność spółdzielni – stanowi on sumę wpłat na udziały, które członek spółdzielni deklaruje się wnieść. Odnośnie do udziału wniesionego – należy go traktować, jako rzeczywisty stopień majątkowego uczestnictwa członka w spółdzielni.

Wkład

Zgodnie z art. 20 § 2 PS „Statut może przewidywać wnoszenie przez członków wkładów na własność spółdzielni lub do korzystania z nich przez spółdzielnię na podstawie innego stosunku prawnego”. W świetle prawa spółdzielczego wnoszenie wkładów ma charakter fakultatywny, jednak obowiązek tego typu świadczenia może zostać nałożony na spółdzielców poprzez postanowienia statutu. Co istotne, wkłady nie służą do pokrywania strat spółdzielni. Wkład może zostać wniesiony na własność spółdzielni lub do korzystania z niego przez spółdzielnię na podstawie innego stosunku prawnego.

Należy podkreślić, że członek spółdzielni uczestniczy w pokrywaniu jej strat do wysokości zadeklarowanych udziałów oraz nie odpowiada wobec wierzycieli spółdzielni za jej zobowiązania. Tak ustalone ramy prawne ustroju majątkowego minimalizują ryzyko finansowe spółdzielców, którzy poprzez deklarację w zakresie wniesienia udziałów określają ilość środków finansowych, które angażują w związku ze wstąpieniem do spółdzielni.

Przedmiot działalności spółdzielni energetycznej

Spółdzielnia energetyczna została już w niniejszym podręczniku scharakteryzowana jako spółdzielnia w rozumieniu prawa spółdzielczego lub spółdzielnia rolników w rozumieniu ustawy o spółdzielniach rolników. Należy dodać, że w polskim prawie ten typ spółdzielni ma jasno określony przedmiot działalności. Zgodnie z definicją legalną znajdującą się w ustawie o OZE przyjmuje się, że może ona wytwarzać energię elektryczną lub ciepłą lub biogaz w instalacjach OZE wyłącznie na potrzeby własne oraz na potrzeby jej członków. Tak ustalony przedmiot działalności wyklucza sprzedaż energii osobom trzecim. W związku z powyższym korzyść wynikająca z członkostwa w spółdzielni energetycznej polega przede wszystkim na

²⁰ Art. 20, *Prawo spółdzielcze*, SPP T. 21, red. Pietrzykowski, wyd. 1, 2020.

obniżeniu kosztów energii. Co istotne, spółdzielnia energetyczna może prowadzić działalność szerszą niż określona w ustawie o OZE – dla przykładu istniejąca spółdzielnia mleczarska może uzyskać status spółdzielni energetycznej. Należy jednak podkreślić, że ów przedmiot działalności nie może być sprzeczny z ustawą.

W przypadku wytwarzania przez spółdzielnię energii elektrycznej przepisy przewidują system wsparcia polegający na ilościowym rozliczaniu energii elektrycznej wytworzonej przez spółdzielnię oraz pobranej z sieci. System ten zakłada bilansowanie energii w każdej godzinie. W przypadku wystąpienia nadwyżki energii produkowanej spółdzielnia może następnie wykorzystać 60% powstałej nadwyżki w dalszym czasie.

Wymogi prawne dla spółdzielni energetycznych

Zgodnie z ustawą o OZE spółdzielnia energetyczna może podjąć działalność po zamieszczeniu jej danych w wykazie spółdzielni energetycznych. Należy jednak podkreślić, że powyższe możliwe jest dopiero, po zweryfikowaniu, że spółdzielnia spełnia wymogi prawne w ustawie wskazane.

Na wymogi prawne, które łącznie musi spełniać spółdzielnia energetyczna, składają się:

- 1) przedmiot działalności spółdzielni energetycznej musi być zgodny z ustawą o OZE;
- 2) spółdzielnia powinna wytwarzać energię elektryczną lub ciepło, lub biogaz wyłącznie w instalacjach OZE stanowiących własność spółdzielni lub jej członków;
- 3) członkowie spółdzielni powinni być przyłączeni do zdefiniowanej obszarowo sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub sieci dystrybucyjnej gazowej, lub sieci ciepłowniczej;
- 4) członkowie tej spółdzielni powinni być przyłączeni do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej lub sieci dystrybucyjnej gazowej, lub sieci ciepłowniczej na obszarze jednego operatora systemu dystrybucyjnego;
- 5) spółdzielnia może prowadzić działalność na obszarze wyłącznie gmin wiejskich lub miejsko-wiejskich w rozumieniu przepisów o statystyce publicznej²¹ oraz maksymalnie na obszarze nie więcej niż 3 tego rodzaju gmin bezpośrednio sąsiadujących ze sobą;
- 6) liczba członków spółdzielni nie może przekroczyć liczby 999;
- 7) gdy przedmiotem działalności spółdzielni jest wytwarzanie energii elektrycznej, łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii powinna umożliwiać pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 70% potrzeb własnych spółdzielni energetycznej i jej członków, a także nie może przekroczyć 10 MW;

²¹ Gminy ujęte jako gminy wiejskie lub miejsko-wiejskie w krajowym rejestrze urzędowym podziału terytorialnego kraju, o którym mowa w art. 47 ust. 1 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (t.j. Dz. U. 2022, poz. 459, ze zm.).

- 8) gdy przedmiotem działalności spółdzielni jest wytwarzanie ciepła, moc osiągalna cieplna nie może przekraczać 30 MW;
- 9) gdy przedmiotem działalności spółdzielni jest wytwarzanie biogazu, roczna wydajność wszystkich instalacji nie może przekraczać 40 mln m³²².

Obszar działania spółdzielni energetycznej ustala się na podstawie miejsc przyłączenia wytwórców i odbiorców, będących członkami tej spółdzielni, do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej lub sieci dystrybucyjnej gazowej, lub sieci ciepłowniczej.

Wskazany w art. 38f ust. 1 pkt 3 lit. a uOZE wymóg pokrycia produkcją energii elektrycznej z instalacji OZE nie mniej niż 70% potrzeb własnych spółdzielni energetycznej i jej członków w ciągu roku należy określić jako największe wyzwanie stojące przed założycielami spółdzielni. W związku z powyższym należy zachować szczególną staranność w zakresie planowania mocy instalacji OZE eksploatowanych w ramach spółdzielni oraz szacowania przyszłego zapotrzebowania spółdzielców na energię elektryczną.

Procedura wpisu spółdzielni do wykazu spółdzielni energetycznych

Z przedstawionego katalogu wymogów prawnych, jak również z treści wniosku o zamieszczenie spółdzielni w wykazie spółdzielni energetycznych wynika, że wpis spółdzielni energetycznej do wykazu uzależnione jest od zakończenia procesu budowy instalacji OZE. Tym samym można wyróżnić następujące etapy procesu zakładania spółdzielni energetycznych:

1. etap koncepcyjny,
2. rejestrację spółdzielni w rejestrze przedsiębiorców prowadzonym przez Krajowy Rejestr Sądowy,
3. wpis spółdzielni w wykazie spółdzielni energetycznych prowadzonym przez Dyrektora Generalnego Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa.

Etap koncepcyjny

Etap ten należy wyodrębnić ze względów organizacyjnych, gdyż nie jest uregulowany prawnie. Jego celem jest opracowanie koncepcji funkcjonowania spółdzielni energetycznej. Proces ten będzie przebiegał inaczej w każdym przypadku, jednak należy wyróżnić elementy wspólne dla każdej inicjatywy spółdzielczej w obszarze energetyki OZE, mianowicie: opracowanie listy (bazy) potencjalnych członków, przeprowadzenie audytu energetycznego oraz planów mocy i wydajności planowanych instalacji OZE. Rekomenduje się również przeprowadzenie analizy prawnych aspektów inwestycji, w tym przede wszystkim sporządzenie projektu statutu oraz umów regulujących stosunki panujące wewnątrz spółdzielni.

²² Za: T. Marzec, *Prawne perspektywy rozwoju spółdzielni energetycznych w Polsce*, „IKAR” 2021, nr 2, s. 31–32.

Rejestracja spółdzielni w KRS

W celu zarejestrowania spółdzielni w rejestrze przedsiębiorców prowadzonym przez Krajowy Rejestr Sądowy (KRS) należy w pierwszej kolejności zebrać minimalną liczbę założycieli. Zgodnie z art. 6 PS liczba założycieli spółdzielni nie może być mniejsza od dziesięciu, jeżeli założycielami są osoby fizyczne, i trzech, jeżeli założycielami są osoby prawne.

Założyciele uchwalają statut spółdzielni, potwierdzając jego przyjęcie przez złożenie pod nim swoich podpisów oraz dokonują wyboru organów spółdzielni, których wybór należy w myśl statutu do kompetencji walnego zgromadzenia lub komisji organizacyjnej w składzie co najmniej trzech osób. Powyższe odbywa się w ramach walnego zgromadzenia założycielskiego.

Co istotne, spółdzielnia nabywa osobowość prawną z chwilą wpisania jej do KRS. Odnośnie do procedury rejestracji spółdzielni – od 1 lipca 2021 r. wniosek o rejestrację spółdzielni można składać wyłącznie w formie elektronicznej. Wnioski złożone w formie papierowej nie będą rozpatrywane przez sąd rejestrowy. Rejestracja dokonuje się przez Portal Rejestrów Sądowych²³.

W celu rejestracji należy wypełnić formularz oraz dołączyć do niego takie dokumenty jak:

- statut spółdzielni,
- protokół walnego zgromadzenia założycielskiego zawierający uchwały w przedmiocie wyboru zarządu i rady nadzorczej,
- ewentualnie inne dokumenty, na przykład pełnomocnictwo wraz z dowodem uiszczenia opłaty skarbowej.

Do wniosku należy dołączyć dokumenty podpisane elektronicznie. System akceptuje dokumenty podpisane podpisem kwalifikowanym lub podpisem osobistym, lub podpisem zaufanym. W przypadku załączenia dokumentów, mających postać papierową, przez system wysyła się skany, natomiast oryginały podpisane odręcznie, należy wysłać do właściwego miejscowo sądu rejestrowego, w terminie 3 dni od (elektronicznego) wysłania wniosku.

Wpis w wykazie spółdzielni energetycznych

Wpisu w wykazie spółdzielni energetycznych dokonuje się na wniosek danej spółdzielni. Treść wniosku została wskazana w art. 38g uOZE – należy w nim podać informacje, które pozwolą organowi zweryfikować, czy dany podmiot spełnia wszystkie wymogi wskazane w ustawie. Formularz wniosku jest udostępniony na stronie internetowej Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa²⁴. Publicznie dostępny jest również wykaz spółdzielni energetycznych. Według stanu na 30 września 2022 rok w wykazie tym znajdują się dwie spółdzielnie energetyczne, posiadające

²³ <https://prs.ms.gov.pl/>

²⁴ <https://www.kowr.gov.pl/odnawialne-zrodla-energii/spoldzielnie-energetyczne/zatwierdzenie-w-wykazie-spoldzielnie-energetycznych>

odpowiednio (1) czterech oraz (2) pięciu członków, a także wykorzystujące instalacje fotowoltaiczne o moc zainstalowanej (1) 20 kW oraz (2) 32 kW.

System wsparcia przeznaczony dla spółdzielni energetycznych

Model rozliczeń spółdzielni energetycznych został uregulowany rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 23 marca 2022 r. w sprawie dokonywania rejestracji, bilansowania i udostępniania danych pomiarowych oraz rozliczeń spółdzielni energetycznych²⁵. W ramach systemu wsparcia instalacje OZE eksploatowane przez spółdzielnię wprowadzają energię elektryczną wprost do sieci dystrybucyjnej. Spółdzielcy również pobierają energię z sieci dystrybucyjnej, a liczniki zdalnego odczytu rejestrują odrębnie dla każdego z wytwórców i odbiorców energii:

- ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej
oraz
- ilości energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej.

Powyższe dane są rejestrowane osobno dla każdej godziny. Zatem energia jest bilansowana w tej jednostce czasu. Bilansowanie odbywa się poprzez następujące działanie – od energii wprowadzonej do sieci odejmuje się energię z niej pobraną, otrzymując ilość energii elektrycznej sumarycznie zbilansowanej w danej godzinie.

Wynik bilansowania może być dodatni – wówczas więcej energii zostało z sieci pobrane. Gdy wynik bilansowania jest ujemny – więcej energii zostało do sieci wprowadzone.

Opisane wyżej działanie wykonuje się dla każdego odbiorcy lub wytwórcy energii. Następnie pojedyncze wyniki sumuje się i w ten sposób otrzymuje się ilość energii sumarycznie zbilansowaną w danej godzinie dla spółdzielni energetycznej.

Rozliczenie odbywa się w okresie rozliczeniowym przyjętym przez strony w umowie sprzedaży energii elektrycznej (umowie kompleksowej). Ilość energii rozliczonej w danym okresie rozliczeniowym dla całej spółdzielni energetycznej otrzymuje się poprzez zsumowanie:

1. sumy ilości energii elektrycznej zbilansowanej we wszystkich godzinach danego okresu rozliczeniowego, w których wynik bilansowania jest dodatni,
2. iloczynu (1) sumy ilości energii elektrycznej zbilansowanej we wszystkich godzinach danego okresu rozliczeniowego, w których wynik bilansowania jest ujemny oraz (2) stosunku ilościowego 1 do 0,6,
3. rozliczenia energii elektrycznej z poprzednich okresów rozliczeniowych przeniesionych na okres aktualnie obliczany, dla której wartość rozliczenia jest ujemna.

Rozliczeń ze spółdzielnią dokonuje sprzedawca zobowiązany, a zatem sprzedawca energii elektrycznej wyznaczony przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki-

²⁵ Dz. U. 2022, poz. 703.

ki (art. 40 ust. 1 uOZE), na podstawie danych, które udostępnia operator systemu dystrybucyjnego.

Gdy rozliczenie energii przyjmuje wynik dodatni – spółdzielnia zużyła więcej energii, niż wprowadziła do sieci. Wówczas ilość energii przekraczającą produkcję własną należy dokupić, po cenie ustalonej w umowie. Wynik ujemny oznacza natomiast, że spółdzielnia wprowadziła do sieci więcej energii niż zużyła – zatem „nadwyżka” energii przechodzi na kolejne okresy rozliczeniowe, jednak nie dłużej niż na 12 miesięcy.

W przypadku, gdy rozliczenie ilości energii elektrycznej ma wartość dodatnią:

1. ilość tej energii elektrycznej rozdziela się proporcjonalnie pomiędzy poszczególnych wytwórców i odbiorców energii, dla których w danym okresie rozliczeniowym suma ilości energii zbilansowanej w danych godzinach ma wartość dodatnią;
2. po dokonaniu podziału, o którym mowa wyżej ilość energii elektrycznej przypadającej na danego spółdzielcę uwzględnia się do naliczenia opłat zgodnie z cenami i stawkami ustalonymi w obowiązujących grupach taryfowych.

Co istotne, każdy ze spółdzielców, będący odbiorcą lub wytwórcą energii elektrycznej w rozumieniu prawa energetycznego, powinien mieć zawartą umowę sprzedaży energii (umowę kompleksową) i rozliczać się oddzielnie. W konsekwencji spółdzielnia nie ponosi ryzyka niewypłacalności jej członków.

Klaster energii

W świetle przepisów uOZE klaster energii jest to cywilnoprawne porozumienie, w skład którego mogą wchodzić między innymi osoby fizyczne, osoby prawne oraz jednostki samorządu terytorialnego. Jest ono zawierane w celu wytwarzania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią z OZE lub z innych źródeł, lub paliw, w ramach sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV. Obszar działania klastra nie może przekraczać granic jednego powiatu lub 5 gmin.

Co istotne, klaster energii reprezentuje koordynator klastra, którym jest powołana w tym celu spółdzielnia, stowarzyszenie, fundacja lub wskazany w porozumieniu cywilnoprawnym dowolny członek klastra energii.

Wymaga podkreślenia, że klaster, będący porozumieniem cywilnoprawnym, został pomyślany jako przestrzeń nadająca ramy współpracy podmiotom prowadzących działalność na danym obszarze. W tym miejscu należy podkreślić, że w ramach klastra można wytwarzać energię również z instalacji innych niż OZE – za przykład może posłużyć ciepłownia zasilana paliwami kopalnymi. Jest to o tyle istotne, że obecnie niewiele gmin stać, by lokalne źródła energii – w szczególności ciepłej – funkcjonowały w pełni w oparciu o OZE.

Współpraca podmiotów zakładających klaster powinna odbywać się w formie prawnej umożliwiającej nabywanie w imieniu członków klastra praw i zaciągania

zobowiązań. Wyrazem tego jest przywołana już konstrukcja koordynatora klastra. Należy jednak zaznaczyć, że obecnie przepisy nie przewidują dla klastrów energii systemu wsparcia analogicznego, jak w przypadku prosumentów energii odnawialnej lub spółdzielni energetycznych. Taki stan rzeczy negatywnie wpływa na rozwój tego typu inicjatyw. Jednakże obecnie strona rządowa pracuje nad wprowadzeniem przepisów preferujących klastry, które w ramach prowadzonej działalności uzyskają jak największy poziom autobilansowania. Wówczas, takie klastry mogłyby liczyć na niższe koszty dystrybucji, uzależnione od poziomu autokonsumpcji wytworzonej energii, podobnie jak to ma miejsce w przypadku spółdzielni energetycznych. Należy przewidywać, że odpowiedni system wsparcia pozytywnie wpłynie na powstawanie klastrów energii, które zrealizują inwestycje polegające na budowie nowych instalacji OZE, gdyż dotychczas zainteresowanie klastrami jest duże, lecz powszechnie wskazuje się na niedostateczne wsparcie dla tego typu inicjatyw.

Podsumowanie

Przepisy obecnie obowiązujące w krajowym porządku prawnym regulują funkcjonowanie szeregu form organizacyjno-prawnych energetyki obywatelskiej. Podmioty, które planują indywidualnie eksploatować instalacje OZE o stosunkowo niewielkiej mocy zainstalowanej, mogą uzyskać status prosumenta energii odnawialnej. W przypadku inicjatyw skupiających lokalne społeczności mogą one być realizowane w formie prawnej spółdzielni energetycznej, przy wykorzystaniu formuły klastra energii lub prosumenta zbiorowego. Należy zaznaczyć, że obecnie najszerzej uregulowano funkcjonowanie spółdzielni energetycznych, dla których przewidziano specjalny system wsparcia oparty na ilościowym rozliczaniu energii wytwarzanej oraz konsumowanej przez spółdzielców.

Co prawda, występują również bariery utrudniające zakładanie nowych spółdzielni energetycznych – nie mogą one funkcjonować na obszarze gmin miejskich oraz wymaga się od nich, aby eksploatowały instalacje pozwalające na zaspokojenie minimum 70% rocznego zapotrzebowania na energię. Pomimo jednak wspomnianych utrudnień, członkostwo w spółdzielni energetycznej wiąże się z licznymi korzyściami, wśród których należy przede wszystkim wskazać możliwość nawet całkowitego obniżenia kosztów ponoszonych na zaopatrzenie w energię elektryczną.

4.5. Wybrane aspekty podatkowe związane z odnawialnymi źródłami energii

Wprowadzenie

Przedsięwzięcia związane z energią odnawialną są szczególnie istotne w gospodarstwach rolnych. Są one położone z reguły na obszarach wiejskich, na których występuje ograniczony dostęp do gazu czy podłączenia do sieci miejskiej. Poza tym ceny energii wzrastają, a to zwiększa koszty prowadzenia działalności rolniczej. Jest to szczególnie widoczne w przypadku hodowli, np. bydła i produkcji mleka¹. Co więcej, podczas wysokiej inflacji w 2022 roku oraz wojny w Ukrainie i kłopotów energetycznych istotne jest maksymalne wykorzystanie lokalnie dostępnych surowców i możliwości energetycznych, czyli energii słonecznej, wiatrowej, wodnej czy geotermalnej, biomasy oraz biogazu, odpadów komunalnych możliwych do wykorzystania na cele energetyczne².

Należy podkreślić duży wkład rolników w osiągnięcie unijnych celów dotyczących OZE. Rolnictwo produkuje więcej energii z OZE niż zużywa³. Jest to związane z warunkami, jakie występują na wsi i sprzyjają rozwojowi energii odnawialnej. Jednym z powodów popularności fotowoltaiki jest stosunkowo szybka możliwość jej realizacji i mniejsze koszty w porównaniu np. z budową ferm wiatrowych. Istotne są także programy pozwalające na finansowanie czy współfinansowanie tego rodzaju inwestycji.

Zgodnie z art. 194 ust. 1 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (TFUE)⁴ wspieranie odnawialnych form energii jest jednym z celów unijnej polityki ener-

¹ P. Mikos, *Jak określić zapotrzebowanie gospodarstwa rolnego na energię z paneli fotowoltaicznych?* – <https://www.tygodnik-rolniczy.pl/articles/pieniadze-i-prawo/jak-okreslic-zapotrzebowanie-gospodarstwa-rolnego-na-energie-z-paneli-fotowoltaicznych/> [(dostęp: 09.09.2022)].

² S. Kopeć, Ł. Lach, A. Spirydowicz, *Wpływ rozbudowy infrastruktury fotowoltaicznej na rozwój gospodarczy w Polsce – prognoza do 2040 r.*, „Energetyka Rozproszona” 2022, z.7.

³ *Odnawialne źródła energii w rolnictwie – uwagi o polityce rolnej i energetycznej*, <https://www.cire.pl/artykuly/materialy-problemowe/112760-odnawialne-zrodla-energii-w-rolnictwie-uwagi-o-polityce-rolnej-i-energetycznej> [dostęp: 10.09.2022]; *Impacts of Renewable energy on European farmers – Creating benefits for farmers and society. Final Report for the European Commission Directorate-General Agriculture and Rural Development*, red. B. Pedrolí & H. Langeveld, 2011.

⁴ Traktat o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej, Dz. U. 2004, Nr 90, poz. 864/2.

getycznej. Chodzi przede wszystkim o zapewnienie funkcjonowania rynku energii; bezpieczeństwa dostaw energii w Unii; wspieranie efektywności energetycznej i oszczędności energii, jak również rozwoju nowych i odnawialnych form energii oraz wspieranie wzajemnych połączeń między sieciami energii.

Plan Strategiczny dla Wspólnej Polityki Rolnej na lata 2023–2027 w pkt 10.2 przewiduje *Inwestycje w gospodarstwach rolnych w zakresie OZE i poprawy efektywności energetycznej*⁵. Celem tejże interwencji jest „zmniejszenie presji działalności rolniczej na środowisko, poprzez wykorzystanie energii ze źródeł odnawialnych, właściwe zagospodarowanie odpadów i produktów ubocznych z rolnictwa oraz poprawę efektywności energetycznej”. Fundusze będą przede wszystkim adresowane na termomodernizację, biogazowie i fotowoltaikę. Interwencja wspiera inwestycje materialne lub niematerialne w szczególności dotyczące budowy lub zakupu: „nowych urządzeń do produkcji energii z biogazu rolniczego (elektryczna lub ciepło lub paliwo gazowe) do 50 kW lub instalacji produkujących energię z promieniowania słonecznego do 50 kW wraz z magazynami energii i systemami zarządzania energią lub z pompą ciepła – o ile będzie stanowiła integralną część instalacji produkującej energię z promieniowania słonecznego, koszty montażu instalacji ww. urządzeń do produkcji energii (obszar A)” lub „systemów poprawiających efektywność energetyczną budynków gospodarskich służących produkcji rolnej takich jak budowa, przebudowa lub zakup kotłów na biomasę, systemów odzyskiwania ciepła (np.: z mleka, z budynków inwentarskich, ściółki, gnojowicy), przeszkleń dachowych, oświetlenie LED, a także termomodernizacja budynków gospodarskich służących do produkcji rolnej (obszar B)”⁶.

Polski ustawodawca od wielu lat wspiera rozwój energii ze źródeł odnawialnych poprzez preferencje podatkowe. Szczególnie długą historię ma ulga inwestycyjna w podatku rolnym. Korzystają z niej głównie producenci rolni i cieszy się znaczną popularnością. Natomiast osoby zatrudnione, zwłaszcza na umowę o pracę i płacący podatek dochodowy od osób fizycznych, coraz częściej korzystają z ulgi termomodernizacyjnej.

4.5.1. Ulga inwestycyjna w podatku rolnym a OZE

Przedmiot podatku rolnego a inwestycje OZE

Podstawowym podatkiem uiszczanym w rolnictwie jest podatek rolny. Według art. 1 ustawy z 15 listopada 1984 r. o podatku rolnym⁷ opodatkowaniu podatkiem

⁵ Plan Strategiczny dla Wspólnej Polityki Rolnej na lata 2023–2027, s. 925 i nast. –<https://www.gov.pl/web/wprpo2020/zatwierdzony-przez-komisje-europejska-plan-strategiczny-dla-wspolnej-polityki-rolnej-na-lata-2023-2027> [dostęp: 30.09.2022].

⁶ Plan Strategiczny dla Wspólnej Polityki Rolnej na lata 2023–2027, s. 925 i nn. <https://www.gov.pl/web/wprpo2020/zatwierdzony-przez-komisje-europejska-plan-strategiczny-dla-wspolnej-polityki-rolnej-na-lata-2023-2027> [dostęp: 30.09.2022].

⁷ T.j. Dz. U. 2020, poz. 333 ze zm. Szerzej L. Etel, B. Pahl, M. Popławski, [w:] L. Etel, B. Pahl, M. Popławski, *Podatek rolny. Komentarz*, LEX/el. 2021.

rolnym podlegają grunty sklasyfikowane w ewidencji gruntów i budynków jako użytki rolne, z wyjątkiem gruntów zajętych na prowadzenie działalności gospodarczej⁸ innej niż działalność rolnicza⁹. Według rozporządzenia Ministra Rozwoju, Pracy i Technologii z 27 lipca 2021 r. w sprawie ewidencji gruntów i budynków¹⁰ do użytków rolnych zalicza się: a) grunty orne (R), b) łąki trwałe (Ł) c) pastwiska trwałe (Ps), d) sady (S), e) grunty rolne zabudowane (Br), f) grunty zadrzewione i zakrzewione na użytkach rolnych (Lzr), g) grunty pod stawami (Wsr), h) grunty pod rowami (W).

Analizowana ustawa z 15 listopada 1984 roku o podatku rolnym zawiera definicję działalności rolniczej. Jest to produkcja roślinna i zwierzęca, w tym również materiału siewnego, szkółkarskiego, hodowlanego oraz reprodukcyjnego, produkcję warzywniczą, roślin ozdobnych, grzybów uprawnych, sadownictwa, hodowlę i produkcję materiału zarodowego zwierząt, ptactwa i owadów użytkowych, produkcję zwierzęcą typu przemysłowego fermowego oraz chów i hodowlę ryb. Naczelny Sąd Administracyjny w wyroku z 2 sierpnia 2018 r.¹¹ orzekł, że „Zajęcie gruntów rolnych na prowadzenie działalności gospodarczej innej niż rolna powoduje, że grunty te są wyłączone z opodatkowania podatkiem rolnym, a podlegają opodatkowaniu podatkiem od nieruchomości (art. 1 u.p.r. i art. 2 ust. 2 u.p.o.l.)”¹².

Przepis art. 1 ustawy z 15 listopada 1984 r. o podatku rolnym jest istotny w aspekcie wykorzystywania gruntów rolnych na cele związane z odnawialnymi źródłami energii.

Przykład: *Producent rolny ma założone np. urządzenia fotowoltaiczne, czy wybudował biogazownię na potrzeby gospodarstwa rolnego. Wchodzą one w skład gospodarstwa rolnego, a grunty są wykorzystywane rolniczo. Czy rolnik płaci podatek rolny czy od nieruchomości?*

Producent rolny nadal uiszcza podatek rolny od gruntów rolnych, gdyż są przeznaczone i wykorzystywane na cele rolnicze. Warto nawiązać do art. 2 ustawy o ochronie gruntów rolnych i leśnych¹³, która określa, że gruntami rolnymi, w rozumieniu ustawy, są grunty: pod wchodzącymi w skład gospodarstw rolnych budynkami mieszkalnymi oraz innymi budynkami i urządzeniami służącymi wyłącznie produkcji rolniczej oraz przetwórstwu rolno-spożywczemu; pod budynkami i urządzeniami służącymi bezpośrednio do produkcji rolniczej uznanej za dział specjalny,

⁸ Zob. szerzej L. Etel, *Opodatkowanie użytków rolnych będących we władaniu przedsiębiorcy*, „Przegląd Podatków Lokalnych i Finansów Samorządowych” 2018, nr 5, s. 6–13.

⁹ Zob. szerzej L. Etel, S. Presnarowicz, *Podatki i opłaty samorządowe*, Warszawa 2003, s. 156 i nast.; G. Dudar, L. Etel, S. Presnarowicz, *Podatki i opłaty lokalne, podatek rolny, podatek leśny, Komentarz*, Warszawa 2008, Lex/elektroniczny.

¹⁰ Dz. U. 2021, poz. 1390 ze zm.

¹¹ II FSK 2127/16, LEX nr 2558852.

¹² B. Pahl, *Opodatkowanie użytków rolnych zajętych na farmy fotowoltaiczne. Glosa do wyroku WSA z dnia 13 kwietnia 2018 r., I SA/Lu 26/18*, „Przegląd Podatków Lokalnych i Finansów Samorządowych” 2020, nr 7, s. 35–40.

¹³ T.j. Dz. U. 2021, poz. 1326, 2163.

stosownie do przepisów o podatku dochodowym od osób fizycznych i podatku dochodowym od osób prawnych.

Przykład: *Producent rolny ma gospodarstw rolne o powierzchni 20 ha. Na powierzchni 18 ha prowadzi działalność rolniczą i płaci podatek rolny za te grunty. 2 ha gruntów rolnych oddał w dzierżawę przedsiębiorcy przesyłowemu, który założył tam farmę fotowoltaiczną w ramach prowadzonej działalności gospodarczej.*

Grunt rolny oddany w dzierżawę przedsiębiorcy na cele energii odnawialnej objęty jest podatkiem od nieruchomości, a nie rolnym. Istotne, aby w umowie dzierżawy czy umowie o korzystanie z gruntu na cele OZN było postanowienie, że podatek od nieruchomości uiszcza dzierżawca. Natomiast po wybudowaniu np. wiatraka podatek od nieruchomości za wiatrak płaci jego właściciel.

Wojewódzki Sąd Administracyjny w Lublinie w wyroku z 13 kwietnia 2018 r., I SA/Lu 26/18, doszedł do wniosku, że „Nie tylko grunt znajdujący się bezpośrednio pod panelami fotowoltaicznymi »bierze udział« w wytwarzaniu energii, ale również odstępy pomiędzy zainstalowanymi panelami zapewniają sprawne i efektywne wykorzystanie paneli. Także użytki rolne pomiędzy panelami a ogrodzeniem należy traktować jako »zajęte« na prowadzenie działalności gospodarczej biorąc pod uwagę zarówno możliwość, jak i konieczność zabezpieczenia wolnej przestrzeni do wykonywania wszelkich prac konserwacyjnych, naprawczych czy porządkowych w celu zapewnienia prawidłowego funkcjonowania wybudowanej farmy fotowoltaicznej” (stan faktyczny: właściciele oddali w dzierżawę R. W. działkę nr /.../ o powierzchni /.../ ha, który prowadzi działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej. Zgodnie z przedmiotową umową na wskazanej działce dzierżawca wybudował elektrownię słoneczną, składającą się z konstrukcji podtrzymującej, paneli fotowoltaicznych, drogi dojazdowej, infrastruktury energetycznej (transformator, kable łączące panele, kabel przyłączeniowy do Krajowej Sieci Energetycznej), systemu alarmowego, monitoringu i innych elementów związanych z elektrownią).

Podatek od urządzeń przesyłowych związanych z OZE

Zachodzi pytanie, czy w przypadku, gdy pod powierzchnią gruntów rolnych są urządzenia przesyłowe niezbędne do korzystania z energii odnawialnej, ale prowadzona jest na nich działalność rolnicza, podatnik płaci nadal podatek rolny. Można stwierdzić, że jeżeli urządzenia nie prowadzą do wyłączenia gruntów rolnych z produkcji i można na nich prowadzić działalność rolniczą, to podatnik nadal płaci podatek rolny, a nie podatek od nieruchomości.

Według art. 2 ust. 3 ustawy o podatku rolnym za grunty zajęte na prowadzenie działalności gospodarczej innej niż działalność rolnicza nie uważa się gruntów sklasyfikowanych w ewidencji gruntów i budynków jako użytki rolne: 1) przez które przebiegają urządzenia, o których mowa w art. 49 § 1 ustawy z 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny, wchodzące w skład przedsiębiorstwa przedsiębiorcy prowadzą-

cego działalność telekomunikacyjną, działalność w zakresie przesyłania lub dystrybucji płynów, pary, gazów lub energii elektrycznej, lub zajmującego się transportem wydobytego gazu ziemnego lub ropy naftowej, 2) zajętych na pasy technologiczne stanowiące grunt w otoczeniu urządzeń, o których mowa w pkt 1, konieczny dla zapewnienia właściwej eksploatacji tych urządzeń, - chyba że grunty te są jednocześnie zajęte na prowadzenie działalności gospodarczej innej niż działalność rolnicza oraz innej niż działalność, o której mowa w pkt 1.

W tym zakresie warto nawiązać do wyroku NSA. Dotyczy on sieci gazowych, ale podobna sytuacja odnosi się do innych urządzeń przesyłowych, w tym związanych z OZE.

Wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z dnia 5 maja 2022 r., III FSK 526/21¹⁴:

„W okolicznościach sprawy brak jest podstaw do przyjęcia, że grunty zostały faktycznie zajęte na prowadzenie działalności gospodarczej. Stwierdzenia tego nie można bowiem wyprowadzić z faktu położenia na gruntach, pod ich powierzchnią, odpowiednich urządzeń przesyłowych, tj. gazociągów. Przeprowadzenie pod powierzchnią gruntu urządzeń tego rodzaju nie skutkowało trwałym i całkowitym wyłączeniem gruntów z produkcji rolnej. Wprawdzie, w określonym zakresie, skutkować to może pewnymi ograniczeniami, np. co do możliwości sadzenia drzew, w odpowiedniej odległości od przebiegu gazociągu, w związku z ustanowieniem strefy ochronnej, jednakże nie może to pociągać za sobą konieczności przyjęcia zmiany sposobu wykorzystania całego, podlegającego opodatkowaniu gruntu, a także wyłączenia władztwa nad nim, uprawnionego do jego sprawowania podmiotu”.

Podatnicy podatku rolnego

Podatnikami podatku rolnego są według art. 3 ustawy z 15 listopada 1984 r. o podatku rolnym osoby fizyczne, osoby prawne, jednostki organizacyjne, w tym spółki, nieposiadające osobowości prawnej, będące: 1) właścicielami użytków rolnych, 2) posiadaczami samoistnymi użytków rolnych; 3) użytkownikami wieczystymi użytków rolnych; 4) posiadaczami użytków rolnych, stanowiących własność Skarbu Państwa lub jednostki samorządu terytorialnego, jeżeli posiadanie: a) wynika z umowy zawartej z właścicielem, z Krajowym Ośrodkiem Wsparcia Rolnictwa lub z innego tytułu prawnego, a także jeżeli dotyczy nieruchomości znajdujących się w Zasobie, o którym mowa w art. 2 ustawy z 20 lipca 2017 r. o Krajowym Zasobie Nieruchomości, albo b) jest bez tytułu prawnego, z wyjątkiem gruntów wchodzących w skład Zasobu Własności Rolnej Skarbu Państwa lub będących w zarządzie Lasów Państwowych; w tym przypadku podatnikami są odpowiednio jednostki organizacyjne Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa i Lasów Państwowych¹⁵.

¹⁴ LEX nr 3356963.

¹⁵ Szerzej L. Etel, *Podatek od nieruchomości, rolny, leśny*, Warszawa 2005, s. 448.

Ustawa o podatku rolnym stanowi także, że jeżeli grunty znajdują się w posiadaniu samoistnym, obowiązek podatkowy w zakresie podatku rolnego ciąży na posiadaczu samoistnym. Jeżeli grunty gospodarstwa rolnego zostały w całości lub w części wydierżawione na podstawie umowy zawartej stosownie do przepisów o ubezpieczeniu społecznym rolników, podatnikiem podatku rolnego jest dzierżawca. Jeżeli grunty gospodarstwa rolnego zostały wniesione do spółdzielni produkcyjnej jako wkład gruntowy, podatnikiem podatku rolnego jest spółdzielnia produkcyjna.

Przykładowo: rolnik Prowalski jest właścicielem 10 ha gruntów rolnych, poza tym ma podpisaną umowę dzierżawy z KOWR na 15 ha gruntów rolnych z Zasobu WRSP, a także jest posiadaczem samoistnym 2 ha gruntów rolnych i od wszystkich gruntów rolnych płaci podatek. Dzierżawi także 7 ha od sąsiada, który odziedziczył grunty rolne i oddał w dzierżawę, gdyż pracuje w branży poza rolnictwem (umowa na 5 lat i nie jest związana z przepisami o ubezpieczeniu społecznym rolników). Pan Prowalski jest podatnikiem użytków rolnych, których jest właścicielem oraz gruntów, które dzierżawi od Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa z Zasobu WRSP. Natomiast podatnikiem gruntów rolnych będących przedmiotem umowy dzierżawy jest nadal sąsiad właściciel, wydierżawiający (umowa nie jest zawarta stosownie do przepisów o ubezpieczeniu społecznym rolników). Z umowy dzierżawy może wynikać, że podatek w imieniu właściciela uiszcza dzierżawca.

Wysokość podatku związana jest z powierzchnią gruntów rolnych. Pytanie, jakie są zasady ustalania wysokości podatku rolny dla właściciel 0,9 ha oraz 15 ha gospodarstwa rolnego. Według ustawy z 15 listopada 1984 r. o podatku rolnym podstawę opodatkowania podatkiem rolnym stanowi: 1) dla gruntów gospodarstw rolnych – liczba hektarów przeliczeniowych ustalana na podstawie powierzchni, rodzajów i klas użytków rolnych wynikających z ewidencji gruntów i budynków oraz zaliczenia do okręgu podatkowego; od 1 ha przeliczeniowego gruntów, równowartość pieniężną 2,5 q żyta, 2) dla pozostałych gruntów – liczba hektarów wynikająca z ewidencji gruntów i budynków, od 1 ha gruntów, o których mowa w art. 4 ust. 1 pkt 2 – równowartość pieniężną 5 q żyta – obliczone według średniej ceny skupu żyta za 11 kwartałów poprzedzających kwartał poprzedzający rok podatkowy.

Warto wyjaśnić, że za gospodarstwo rolne uważa się obszar gruntów (użytków rolnych) o łącznej powierzchni przekraczającej 1 ha lub 1 ha przeliczeniowy, stanowiącej własność lub znajdującej się w posiadaniu osoby fizycznej, osoby prawnej albo jednostki organizacyjnej, w tym spółki, nieposiadającej osobowości prawnej. Zwolnione z podatku rolnego są grunty rolne klasy V i VI. Zatem realizacja inwestycji z zakresu energii odnawialnej nie oddziałuje na podatek rolny, gdyż i tak podatnik go nie płaci.

Ulga inwestycyjna w podatku rolnym w przypadku wykonania inwestycji z zakresu OZE

Dla producentów rolnych uiszczających podatek rolny istotna jest ulga inwestycyjna w podatku rolnym w przypadku wykonania inwestycji z zakresu OZE.

Według art. 13 ustawy z 15 listopada 1984 r. o podatku rolnym podatnikom podatku rolnego przysługuje ulga inwestycyjna z tytułu wydatków poniesionych na:

1) budowę lub modernizację budynków inwentarskich służących do chowu, hodowli i utrzymywania zwierząt gospodarskich oraz **obiektów służących ochronie środowiska**,

2) zakup i zainstalowanie: a) deszczowni, b) urządzeń melioracyjnych i urządzeń zaopatrzenia gospodarstwa w wodę, c) **urządzeń do wykorzystywania na cele produkcyjne naturalnych źródeł energii (wiatru, biogazu, słońca, spadku wód)**,

– jeżeli wydatki te nie zostały sfinansowane w całości lub w części z udziałem środków publicznych¹⁶.

W aspekcie inwestycji z zakresu ochrony środowiska ważny jest zakres przedmiotowy tejże ulgi¹⁷. Obejmuje on m.in. obiekty służące ochronie środowiska; zakup i zainstalowanie urządzeń do wykorzystywania na cele produkcyjne naturalnych źródeł energii, w tym słońca. Należy zaznaczyć, że brakuje **definicji obiektów służących ochronie środowiska**¹⁸. Zgodnie z art. 3 pkt 13 ustawy z 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska¹⁹ przez **ochronę środowiska** rozumie się: podjęcie lub zaniechanie działań, umożliwiające zachowanie lub przywracanie równowagi przyrodniczej; **Ochrona ta polega** w szczególności na: a) racjonalnym kształtowaniu środowiska i gospodarowaniu zasobami środowiska zgodnie z zasadą zrównoważonego rozwoju, b) przeciwdziałaniu zanieczyszczeniom, c) przywracaniu elementów przyrodniczych do stanu właściwego. Wojewódzki Sąd Administracyjny w Gdańsku w wyroku z dnia 9 stycznia 2019 r., I SA/Gd 1004/18²⁰ orzekł, że „Do obiektów i urządzeń służących ochronie środowiska należy zaliczyć przykładowo: oczyszczalnie ścieków, filtry kominowe, urządzenia kanalizacyjne, nowoczesne systemy centralnego ogrzewania, urządzenia służące utylizacji odpadów, ale przyjąć należy, że obiekty spełniają warunek powyższy, gdy służą ochronie środowiska bezpośrednio. Nie chodzi tu bowiem o jakikolwiek, luźny czy pośredni związek z ochroną środowiska, pozytywny wpływ na środowisko ani też »nieszkodzenie« środowisku. Jak wskazano powyżej, obiekty te mają służyć ochronie środowiska, a nie jedynie nie szkodzić temu środowisku”.

Naczelny Sąd Administracyjny w wyroku z 7 listopada 2019 r., II FSK 1168/19²¹ orzekł, że „Wybudowanie obiektu znamionującego się innym przeznaczeniem i zamierzonym wykorzystaniem, aniżeli ochrona środowiska, który przy tym nie

¹⁶ G. Dudar, *Ulga inwestycyjna w podatku rolnym*, „Przegląd Podatków Lokalnych i Finansów Samorządowych” 2003, nr 12, s. 4 i nn. K. Gawrońska, *Ulga inwestycyjna w podatku rolnym*, „Przegląd Podatków Lokalnych i Finansów Samorządowych” 2009/3, s. 15 i nast.

¹⁷ B. Pahl, *Nowe zasady przyznawania ulgi inwestycyjnej w podatku rolnym*, „Finanse Komunalne” 2009, nr 6, 38–39.

¹⁸ Zob. W. Modzelewski, *Komentarz do art. 13 ustawy o podatku rolnym*, red. W. Modzelewski i in., Warszawa 2021, wyd. 9, LEX/el.

¹⁹ T.j. Dz. U. 2021, poz. 1973.

²⁰ LEX nr 2615368.

²¹ LEX nr 2768666.

szkodzi środowisku naturalnemu – chroni przed naruszeniem prawa poprzez zanieczyszczenie środowiska i przed odpowiedzialnością prawną z tego tytułu, co nie jest jednak równoznaczne z oceną, że został wybudowany jako »obiekt służący ochronie środowiska«²². Z tych powodów, w ocenie Naczelnego Sądu Administracyjnego: obiekt neutralny dla środowiska naturalnego, nie ma cechy obiektu służącego ochronie środowiska, Obiekt wybudowany w innym celu, aniżeli ochrona środowiska naturalnego, nie jest inwestycją w celu zachowania lub przywrócenia równowagi środowiskowej.

Jest to obecnie dominująca linia orzecznicza. Inaczej Naczelny Sąd Administracyjny (do 2003.12.31) w Łodzi w wyroku z 26 marca 1996 r., SA/Łd 1993/95²², orzekł, że „Przepis art. 13 ust. 1 pkt 1 ustawy z 15.11.1984 r. o podatku rolnym (Dz. U. Nr 94/1993, poz. 431 ze zm.) nie uzależnia stosowania ulgi inwestycyjnej od tego, aby głównym celem obiektów, o których mowa w tym przepisie, była ochrona środowiska; wystarczy, że obiekt ten – obok swej funkcji podstawowej – ma pozytywny wpływ na ochronę środowiska”.

Zachodzi pytanie o przykłady urządzeń na cele produkcyjne naturalnych źródeł energii. Ustawa o podatku rolnym nie zawiera ich definicji ani egzemplifikacji. Jest to np. fotowoltaika, pompy ciepła, elektrownie wodne, elektrownie wiatrowe, elektrownie geotermalne. Warto dodać, że w ustawie o odnawialnych źródłach energii została zdefiniowana instalacja odnawialnego źródła energii. Mianowicie według art. 2 pkt 13), jest to instalacja stanowiąca wyodrębniony zespół: a) urządzeń służących do wytwarzania energii opisanych przez dane techniczne i handlowe, w których energia jest wytwarzana z odnawialnych źródeł energii, lub b) obiektów budowlanych i urządzeń stanowiących całość techniczno-użytkową, służący do wytwarzania biogazu rolniczego – a także połączony z tym zespołem magazyn energii elektrycznej lub magazyn biogazu rolniczego.

W kontekście ulgi inwestycyjnej zachodzi pytanie, czy ulga przysługuje, gdy energia elektryczna uzyskiwana z urządzenia jest wykorzystywana nie tylko na potrzebny prowadzonej działalności rolniczej, ale także w domu mieszkalnym albo na rzecz odbiorców zewnętrznych. Urządzenia fotowoltaiczne mogą być zainstalowane na budynkach gospodarczych, domu mieszkalnym, mogą być wiaty czy wykorzystane pasy nieużytków. Pamiętać należy także, że producent rolny spełniający przesłanki może zostać uznany za prosumenta. Wtedy przecież nadwyżka wyprodukowanej niewykorzystanej na potrzeby związane z celami mieszkaniowymi i prowadzonej działalności gospodarczej wprowadzana jest do sieci i korzystają z niej inne osoby. Rozliczania wprowadzonej energii elektrycznej do sieci to odrębne zagadnienie zaprezentowane w tejże publikacji.

Przykład: *Pan Korępski ma 30 ha gruntów rolnych, wykonał inwestycje fotowoltaiczne na dachu budynku mieszkalnego oraz gospodarczego. Energia jest wy-*

²² M.Podat. 1997/1/22.

korzystywana na cele prowadzonej działalności gospodarczej i cele mieszkaniowe. Czy może skorzystać z ulgi inwestycyjnej. Urządzenia zostały nabyte ze środków własnych.

W opinii autorki, o ile zostaną spełnione inne wymagania, wynikające z ustawy o podatku rolnym i przepisów unijnych, Pan Korępski ma prawo skorzystać z ulgi inwestycyjnej. Nie ma znaczenia, że energia elektryczna jest wykorzystywana na różne cele. W tym miejscu warto zaznaczyć, że niektóre czynności związane z działalnością rolniczą wykonywane są także w domach mieszkalnych, np. przygotowywanie pokarmu dla zwierząt, szczególnie małych, wykorzystywanie komputera do przesłania wniosków, pism do Agencji Restrukturyzacji i Modernizacji Rolnictwa. Obecnie do prowadzenia działalności rolniczej używane są różnego rodzaju programy komputerowe, z których producenci rolni korzystają w budynku mieszkalnym. Nie ulega wątpliwości, że ustawa o podatku rolnym zawiera bardzo ogólne zasady udzielania ulgi inwestycyjnej. Nie wskazuje, w jaki sposób ma być wykorzystywana energia elektryczna. Przepisy podatkowe nie powinny być interpretowane rozszerzająco. Przepis ma na celu „zachęcenie i zmotywowanie podatników podatku rolnego do dokonywania różnego rodzaju inwestycji, m.in. polegających na instalowaniu urządzeń do wykorzystywania na cele produkcyjne naturalnych źródeł energii (lit. c)”²³, Analizowany przepis nie określa, że „wykorzystanie nawet części wytworzonej energii słonecznej dla celów innych niż produkcyjne dyskwalifikuje prawo do ulgi”²⁴.

Poza tym rozporządzenie Komisji Europejskiej (UE) nr 702/2014 z 25 czerwca 2014 r., uznające niektóre kategorie pomocy w sektorach rolnym i leśnym oraz na obszarach wiejskich za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej, precyzuje, że zdolności produkcyjne instalacji nie przekraczają ekwiwalentu łącznego średniego rocznego zużycia energii termicznej i elektrycznej w danym gospodarstwie rolnym, łącznie z gospodarstwem domowym rolnika. Sprzedaż energii elektrycznej do sieci jest dozwolona wyłącznie, jeżeli przestrzegany jest limit rocznej konsumpcji własnej. Wspomniane rozporządzenie uznające niektóre kategorie pomocy w sektorach rolnym i leśnym oraz na obszarach wiejskich za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej, obok art. 13 ustawy o podatku rolnym określa wymagania skorzystania z dozwolonej pomocy publicznej, czyli także ulgi inwestycyjnej w podatku rolnym²⁵.

Interpretacja powyższa ma potwierdzenie w orzecznictwie, np. Wojewódzki Sąd Administracyjny w Łodzi w wyroku z dnia 20 kwietnia 2021 r., I SA/Łd 146/21,

²³ Tak uzasadnienie Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Lublinie z 10 stycznia 2018 r., I SA/Lu 921/17.

²⁴ Tak uzasadnienie Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Lublinie z 10 stycznia 2018 r., I SA/Lu 921/17.

²⁵ A. Suchoń, *Ulga inwestycyjna w podatku rolnym po uzyskaniu członkostwa Polski w Unii Europejskiej*, „Roczniki Naukowe SGGW – Problemy Rolnictwa Światowego” 2010, z. 2, s. 119–130.

orzekł, że „Literalne brzmienie art. 13 ust. 2 lit. c u.p.r. i wykładnia celowościowa tegoż uregulowania upoważnia do stwierdzenia, że ulga inwestycyjna, o której w nim mowa, przysługuje podmiotowi, który poniósł wydatki na zakup i montaż urządzeń do wykorzystywania na cele produkcyjne naturalnych źródeł energii (wiatru, biogazu, słońca, spadku wód), mimo iż inwestycja będzie służyła do zaopatrywania w energię również budynku mieszkalnego”²⁶. Z kolei Wojewódzki Sąd Administracyjny w Warszawie w wyroku z dnia 26 kwietnia 2019 r., III SA/Wa 2427/18, doszedł do wniosku, że „Z treści art. 13 ust. 1 pkt 2 lit. c u.p.r. nie wynika, że jego zastosowanie uzależnione jest od zainstalowania urządzeń, w tym paneli fotowoltaicznych, na budynku gospodarczym. Zamontowanie urządzeń i paneli w budynku mieszkalnym nie wpływa na możliwość zastosowania ulgi inwestycyjnej”.

Jak już zostało podkreślone, przepis nie wskazuje, że energia elektryczna ma być wykorzystywana tylko i wyłącznie na cele działalności rolniczej.

Źródło finansowania wydatków a ulga inwestycyjna

Finansowanie zakupu urządzeń do wykorzystywania na cele produkcyjne naturalnych źródeł energii (wiatru, biogazu, słońca, spadku wód) w całości lub w części z udziałem środków publicznych spowoduje odmowę udzielenia ulgi inwestycyjnej w podatku rolnym. Mogą to być środki polskie albo unijne. Taka sama sytuacja odnosi się do budowy lub modernizacji obiektów służących ochronie środowiska, w tym OZE. Zatem co do zasady ulga przysługuje, gdy urządzenia zostały nabyte za środki finansowe niezwiązane bezpośrednio czy pośrednio ze środkami publicznymi. Mogą to być własne pieniądze podatnika, ale także pożyczone od rodziny czy osób trzecich. Mogą być także fundusze uzyskane z kredytu na warunkach rynkowych z banku prywatnego czy spółdzielczego. Ustawodawca użył słowa „finansowanie w części” ze środków publicznych, nie określając żadnej wartości, zatem partycypacja w kosztach nawet w części 1% inwestycji powoduje, że podatnik podatku rolnego nie będzie mógł skorzystać z ulgi inwestycyjnej. Takie rozwiązanie bezsprzecznie nie jest korzystne dla producentów rolnych

Wojewódzki Sąd Administracyjny w Bydgoszczy w wyroku z dnia 6 grudnia 2017 r., I SA/Bd 888/17²⁷, orzekł, że „Zasadnicze znaczenie przy ustalaniu uprawnień do ulgi inwestycyjnej stanowi źródło pochodzenia środków na realizowaną inwestycję. Jedynie, gdy środki te są środkami własnymi podatnika, to wówczas ulga ta może być przyznana. Sfinansowanie natomiast inwestycji z udziałem środków publicznych (choćby w niewielkiej części) wyklucza możliwość zastosowania ulgi inwestycyjnej”.

Okazuje się, że w przypadku programów finansowych wspierających inwestycje fotowoltaiczne czasami występują problemy, czy owa pomoc spełniała przesłanki

²⁶ LEX nr 3174675.

²⁷ LEX nr 2426870.

środków publicznych i wyłącza możliwość skorzystania z ulgi inwestycyjnej. Przykładem może być wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Opolu z dnia 16 listopada 2018 r., I SA/Op 148/18²⁸.

Sąd stwierdził, że „część kwoty koniecznej do sfinansowania instalacji fotowoltaicznej w wysokości 47 900 zł została uregulowana środkami pochodzącymi z kredytu konsumenckiego udzielonego przez A S.A. W umowie wskazano, że kredyt został udzielony jako kredyt konsumencki preferencyjny, na sfinansowanie zadań związanych z ochroną środowiska, ze środków Wojewódzkiego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Opolu, a więc jednostki sektora finansów publicznych, na preferencyjnych warunkach. Mimo że środki otrzymane w formie udzielonego kredytu podlegają zwrotowi ze środków własnych podatnika, to jednak w ocenie organu odwoławczego, korzyścią uzyskaną w formie pomocy publicznej jest obniżone oprocentowanie, które w przypadku komercyjnego kredytu, udzielonego na zwykłych warunkach rynkowych, byłoby znacznie wyższe. Zdaniem Sądu materiał dowody zebrany w sprawie: umowa kredytowa i zaświadczenie z A nie pozwalała na dokonanie takiej oceny”.

Interesujący jest także wyrok sądu administracyjnego z marca 2014 roku, w którym sąd słusznie wskazał na różnice pomiędzy słowem wydatki w art. 13 ustawy o podatku rolnym a inwestycja. Mianowicie Wojewódzki Sąd Administracyjny w Gliwicach w wyroku z 17 marca 2014 r., I SA/Gl 1076/13²⁹, orzekł, że „Ustawodawca jako warunku skorzystania z ulgi, o której mowa w art. 13 ust. 1 u.p.r., nie wprowadza braku sfinansowania ze środków publicznych – nawet w części – inwestycji, lecz brak sfinansowania z tego źródła wydatków. Zastrzeżenie braku sfinansowania w całości lub w części, zawarte w końcowym fragmencie art. 13 ust. 1 u.p.r., zostało przecież odniesione do »wydatków« a nie »inwestycji«, a pojęć tych nie wolno utożsamiać. Pojęcie »nakładów inwestycyjnych« obejmuje tylko część wydatków poniesionych na inwestycję, która nie została sfinansowana (w jakimkolwiek zakresie) ze środków publicznych i udokumentowana rachunkami, stanowi bazę dla obliczenia ulgi”.

Ulga inwestycyjna w podatku rolnym a pomoc publiczna

Art. 13f ustawy o podatku rolnym określa, że ulga inwestycyjna stanowi:

Po pierwsze – pomoc na inwestycje w rzeczowe aktywa trwałe lub wartości niematerialne i prawne w gospodarstwach rolnych powiązane z produkcją podstawową produktów rolnych zgodnie z warunkami ustanowionymi w rozporządzeniu Komisji (UE) nr 702/2014 z dnia 25 czerwca 2014 r., uznającym niektóre kategorie pomocy w sektorach rolnym i leśnym oraz na obszarach wiejskich za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu o funkcjonowaniu

²⁸ LEX nr 2593354.

²⁹ LEX nr 1733883.

Unii Europejskiej³⁰ lub Artykuł 14 rozporządzenia Komisji (UE) nr 702/2014 z dnia 25 czerwca 2014 r. określa, że Pomoc na inwestycje w rzeczowe aktywa trwałe lub wartości niematerialne i prawne w gospodarstwach rolnych powiązane z produkcją podstawową produktów rolnych służą realizacji co najmniej jednego z następujących celów. Przykładowo poprawa ogólnej efektywności i trwałości gospodarstwa rolnego, w szczególności przez zmniejszenie kosztów produkcji lub udoskonalenie oraz przestawienie produkcji; poprawa stanu środowiska naturalnego, tworzenie i doskonalenie infrastruktury związanej z rozwojem, dostosowaniem i modernizacją rolnictwa, w tym dostępem do gruntów rolnych, scalaniem i poprawą stanu gruntów, dostawą i oszczędnościami energii i wody.

Rozporządzenie unijne stanowi także, że inwestycje te mogą być powiązane z wytwarzaniem w gospodarstwie rolnym biopaliw lub energii ze źródeł odnawialnych, pod warunkiem, że produkcja ta nie przekracza średniego rocznego zużycia paliw lub energii w danym gospodarstwie. W przypadku inwestycji w produkcję energii termicznej i elektrycznej ze źródeł odnawialnych w gospodarstwach rolnych – instalacje produkcji służą wyłącznie zaspokojeniu potrzeb własnych beneficjenta w zakresie energii, a zdolności produkcyjne tych instalacji nie przekraczają ekwiwalentu łącznego średniego rocznego zużycia energii termicznej i elektrycznej w danym gospodarstwie rolnym, łącznie z gospodarstwem domowym rolnika. Sprzedaż energii elektrycznej do sieci jest dozwolona wyłącznie, jeżeli przestrzegany jest limit rocznej konsumpcji własnej. Ulga inwestycyjna w podatku rolnym na podstawie omawianego rozporządzenia unijnego może być udzielana miniprzedsiębiorstwom oraz małym i średnim przedsiębiorstwom.

Po drugie – pomoc w ramach programu pomocowego notyfikowanego Komisji Europejskiej.

Program notyfikowany przez Komisję Europejską adresowany jest do dużych przedsiębiorstw. Zgodnie z art. 108 ust. 3 TFUE Polska powiadomiła Komisję o wyżej wymienionym programie na podstawie Pisma nr SA.41773 (2015/N) z dnia 5 maja 2015 r.³¹

Należy podkreślić, że ulga inwestycyjna w podatku rolnym nie stanowi przykładu pomocy *de minimis* w rolnictwie i nie jest wliczana do kwoty maksymalnej trzyletniej pomocy 20 tys.euro³².

³⁰ Dz. Urz. UE L 193 z 01.07.2014, s. 1. Zob. też A. Suchoń, *Pomoc publiczna w prawie unijnym i krajowym a podatek rolny – wybrane zagadnienia* [w:] *Integracja europejska jako determinanta polityki wiejskiej – Aspekty prawne*, red. red. P. Litwiniuk, FAPA, Warszawa 2017.

³¹ <https://www.gov.pl/web/rolnictwo/ulga-w-podatku-rolnych-dla-duzych-przedsiębiorstw> [dostęp: 30.09.2022].

³² A. Suchoń, *Pomoc de minimis w rolnictwie jako instrument wsparcia producentów rolnych – wybrane aspekty prawne w: Z zagadnień systemu prawa : księga Jubileuszowa Profesora Pawła Czechowskiego* red. A. Niewiadomski, K. Marciniuk, P. Litwiniuk Przemysław, Warszawa 2021.

Procedura udzielania ulgi inwestycyjnej w podatku rolnym

Ulga jest przyznawana po zakończeniu inwestycji i polega na odliczeniu od należnego podatku rolnego od gruntów położonych na terenie gminy, w której została dokonana inwestycja, 25% udokumentowanych rachunkami nakładów inwestycyjnych. Ulga z tytułu tej samej inwestycji nie może być stosowana dłużej niż przez 15 lat.

Ulgi podatkowe są przyznawane na podstawie decyzji wydanej na wniosek podatnika. Do wniosku podatnik musi dołączyć zestawienie poniesionych wydatków inwestycyjnych wraz z rachunkami, fakturami lub ich uwierzytelnionymi odpisami, stwierdzającymi wysokość tych wydatków. Nie są wliczane koszty prac wykonanych przez podatnika i jego rodzinę. Potwierdzają to orzeczenia sądowe. Przykładowo Naczelny Sąd Administracyjny (do 2003.12.31) w Białymstoku w orzeczeniu z dnia 25 stycznia 1996 r., SA/Bk 554/95³³ orzekł że „Nie mogą zostać zaliczone do wydatków inwestycyjnych wartości w postaci własnych nakładów robocizny, nawet udokumentowane wystawionymi przez siebie rachunkami, bądź oświadczeniami. Udokumentowanie wydatków inwestycyjnych wystawionymi przez siebie przez samego podatnika rachunkami lub fakturami nie jest udokumentowaniem wymaganym przez obowiązujące przepisy”.

Jeżeli wniosek zostanie uwzględniony i ulga przyznana, to kwota ulgi inwestycyjnej jest odliczana z urzędu w decyzji ustalającej wysokość zobowiązania podatkowego. Ustawa stanowi, że podatnicy obowiązani do składania deklaracji na podatek rolny odliczają określoną w decyzji w sprawie ulgi inwestycyjnej kwotę przyznanej ulgi od należnego podatku rolnego.

Przykład: Pan Jarczyński wykonał inwestycję fotowoltaiczną w swoim gospodarstwie rolnym (15 ha gruntów rolnych będących jego własnością), złożył wniosek do gminy, ale otrzymał decyzję odmowną. Gmina stwierdziła, że panele fotowoltaiczne są na domu mieszkalnym i budynku gospodarczym, a energia jest wykorzystywana na cele nie tylko gospodarstwa rolnego, ale także domowego. Jak wygląda procedura odwoławcza?

Podatnik, który otrzymał decyzję odmowną w zakresie ulgi inwestycyjnej może złożyć odwołanie do Samorządowego Kolegium Odwoławczego na podstawie Kodeksu postępowania administracyjnego. Według art. 128 KPA odwołanie nie wymaga szczegółowego uzasadnienia. Wystarczy, jeżeli wynika z niego, że strona nie jest zadowolona z wydanej decyzji. Przepisy szczególne mogą ustalać inne wymogi co do treści odwołania. Wnosi się je do właściwego organu odwoławczego za pośrednictwem organu, który wydał decyzję w terminie czternastu dni od dnia doręczenia decyzji stronie, a gdy decyzja została ogłoszona ustnie – od dnia jej ogłoszenia stronie (art. 129 KPA). Art. 138 § 1 KPA stanowi, że organ odwoławczy wydaje decyzję, w której: 1) utrzymuje w mocy zaskarżoną decyzję

³³ LEX nr 58889.

albo 2) uchyla zaskarżoną decyzję w całości albo w części i w tym zakresie orzeka co do istoty sprawy albo uchylając tę decyzję – umarza postępowanie pierwszej instancji w całości albo w części, albo 3) umarza postępowanie odwoławcze. Organ odwoławczy może uchylić zaskarżoną decyzję w całości i przekazać sprawę do ponownego rozpatrzenia organowi pierwszej instancji, gdy decyzja ta została wydana z naruszeniem przepisów postępowania, a konieczny do wyjaśnienia zakres sprawy ma istotny wpływ na jej rozstrzygnięcie. Przekazując sprawę, organ ten powinien wskazać, jakie okoliczności należy wziąć pod uwagę przy ponownym rozpatrzeniu sprawy.

Pan Jarczyński dostał informację, że Samorządowe Kolegium Odwoławcze utrzymuje w mocy zaskarżoną decyzję. Zachodzi pytanie, czy może skorzystać jeszcze z procedury sądowej? Według art. 50 ustawy z dnia 30 sierpnia 2002 r. Prawo o postępowaniu przed sądami administracyjnym³⁴ uprawnionym do wniesienia skargi jest każdy, kto ma w tym interes prawny, zatem przede wszystkim strona – Pan Jarczyński³⁵. Skargę wnosi się w terminie trzydziestu dni od dnia doręczenia skarżącemu rozstrzygnięcia w sprawie. Skarga powinna czynić zadość wymaganiom pisma w postępowaniu sądowym, a ponadto zawierać: 1) wskazanie zaskarżonej decyzji, postanowienia, innego aktu lub czynności; 2) oznaczenie organu, którego działania, bezczynności lub przewlekłego prowadzenia postępowania skarga dotyczy; 3) określenie naruszenia prawa lub interesu prawnego.

Art. 173 ustawy z dnia 30 sierpnia 2002 r. Prawo o postępowaniu przed sądami administracyjnym określa, że od wydanego przez wojewódzki sąd administracyjny wyroku lub postanowienia kończącego postępowanie w sprawie przysługuje stronie skarga kasacyjna do Naczelnego Sądu Administracyjnego.

Przykład: *Pan Kielkowski otrzymał w spadku po dziadku 10 ha gruntów rolnych. Dziadek korzystał z ulgi inwestycyjnej od 2018 roku. Czy jako spadkobierca może nadal ją stosować?*

Tak, Według art. 13d ustawy z dnia 15 listopada 1984 r. o podatku rolnym kwota ulgi inwestycyjnej niewykorzystana przez podatnika przechodzi na jego następców, jeżeli gospodarstwo rolne zostało nabyte stosownie do przepisów o ubezpieczeniu społecznym rolników lub w drodze dziedziczenia. Ustawodawca wskazał więc tylko dwie sytuacje (katalog zamknięty), kiedy niewykorzystana kwota ulgi inwestycyjnej w podatku rolnym przechodzi na następców podatnika, który uzyskał prawo do ulgi. Skoro podatnik otrzymał w spadku grunty z urządzeniami OZE, może nadal korzystać z ulgi. Maksymalny okres to łącznie 15 lat.

³⁴ T.j. Dz. U. 2022, poz. 329, 655, 1457, z 1855.

³⁵ Skargę może wnieść także prokurator, Rzecznik Praw Obywatelskich, Rzecznik Praw Dziecka oraz organizacja społeczna w zakresie jej statutowej działalności, w sprawach dotyczących interesów prawnych innych osób, jeżeli brała udział w postępowaniu administracyjnym.

4.5.2. Podatek od nieruchomości Podatek od nieruchomości gruntów, od wiatraków oraz innych budynków, budowli związanych z OZE

W świetle art. 3 ustawy z 12 stycznia 1991 r. o podatkach i opłatach lokalnych opodatkowaniu podatkiem od nieruchomości podlegają następujące nieruchomości lub obiekty budowlane: 1) grunty; 2) budynki lub ich części; 3) budowle lub ich części związane z prowadzeniem działalności gospodarczej. Opodatkowaniu podatkiem od nieruchomości nie podlegają użytki rolne lub lasy, z wyjątkiem zajętych na prowadzenie działalności gospodarczej.

Producenci rolni, mimo że oddali grunt rolny w dzierżawę przedsiębiorcy przesyłowemu na cele OZE, będą otrzymywali nakaz płatniczy. Nie będzie to już podatek rolny, ale od nieruchomości. Istotne są postanowienia w umowie, że kwotę podatku od nieruchomości będzie płacił w imieniu właściciela (wyzierającego) dzierżawca. Z reguły jest to kwota dużo wyższa niż podatek rolny i zasadne jest zawsze rozważyć zażądanie od dzierżawcy wystawienia weksli (tzw. deklaracja wekslowa). Jeżeli chodzi o podatek i uiszczanie czynszu, najlepiej byłoby wprowadzić postanowienie o dobrowolnym poddaniu się egzekucji przez inwestora (stosownie do art. 777 § 1 pkt 5 k.p.c.) do kwoty, która wynosi sumę wartości np. 10-miesięcznego czynszu dzierżawnego i podatku od nieruchomości powiększonego o odsetki ustawowe za okres 3 lat. Dobrowolne poddanie się egzekucji w formie aktu notarialnego przez dzierżawcę (inwestora) jest jednym z instrumentów prawnych pozwalających na zabezpieczenie interesów wydzierżawiającego.

Zasygnalizować należy problem opodatkowania elektrowni wiatrowych. W roku 2018 zmianie uległa definicja budowli i elektrowni wiatrowej, co wpłynęło na wysokość podatku od nieruchomości. Miało to miejsce na podstawie ustawy z dnia 7 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw³⁶. Według tejże ustawy opodatkowaniu podlega część budowlana elektrowni wiatrowej bez urządzeń technicznych,. Zanim nowelizacja weszła w życie, opodatkowaniu podlegała cała elektrownia wiatrowa, tzn. część budowlana wraz z częścią techniczną. Z reguły części budowlane to ok. 30% wartości całej siłowni, a podatek wynosi 2% wartości budowli.

Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych³⁷ określa, że elektrownia wiatrowa stanowi instalację odnawialnego źródła energii, składającą się z części budowlanej, stanowiącej budowlę w rozumieniu prawa budowlanego oraz urządzeń technicznych, w tym elementów technicznych, w której energia elektryczna jest wytwarzana z energii wiatru, o mocy większej niż moc mikroinstalacji w rozumieniu art. 2 pkt 19 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.

³⁶ Dz. U., poz. 1276 ze zm.

³⁷ T.j. Dz. U. 2021, poz. 724 ze zm.

Natomiast w świetle ustawy Prawo budowlane przez pojęcie budowla należy rozumieć „każdy obiekt budowlany niebędący budynkiem lub obiektem małej architektury, jak: np. obiekty liniowe, lotniska, mosty, wiadukty, estakady, tunele, przepusty, sieci techniczne, wolno stojące maszty antenowe, wolno stojące trwale związane z gruntem tablice reklamowe i urządzenia reklamowe, budowle ziemne, obronne (fortyfikacje), ochronne, hydrotechniczne, zbiorniki, wolno stojące instalacje przemysłowe lub urządzenia techniczne, oczyszczalnie ścieków, składowiska odpadów, stacje uzdatniania wody, konstrukcje oporowe, nadziemne i podziemne przejścia dla pieszych, sieci uzbrojenia terenu, budowle sportowe, cmentarze, pomniki, a także części budowlane urządzeń technicznych (kotłów, pieców przemysłowych, elektrowni jądrowych, elektrowni wiatrowych, morskich turbin wiatrowych i innych urządzeń) oraz fundamenty pod maszyny i urządzenia, jako odrębne pod względem technicznym części przedmiotów składających się na całość użytkową”.

Naczelny Sąd Administracyjny w wyroku z dnia 13 lutego 2020 r., II FSK 633/18³⁸, orzekł, że „W stanie prawnym obowiązującym od 1 stycznia 2017 r. do 31 grudnia 2017 r. opodatkowaniu podatkiem od nieruchomości podlegały elektrownie wiatrowe, a przedmiotem opodatkowania tym podatkiem objęte były wyłącznie fundament i wieża oraz elementy techniczne elektrowni wiatrowych, wymienione w art. 2 pkt 2 u.i.e.w.”³⁹. Do podobnych wniosków doszedł Naczelny Sąd Administracyjny np. w wyroku z dnia 30 stycznia 2020 r. II FSK 414/18⁴⁰: „Przedmiotem opodatkowania podatkiem od nieruchomości (w stanie prawnym obowiązującym w 2017 r.) objęta jest elektrownia wiatrowa stanowiąca urządzenie techniczne posiadające części budowlane i fundament (art. 1a ust. 1 pkt 2 u.p.o.l. w związku z art. 3 pkt 1 i 3 u.p.b. oraz w związku z art. 2 pkt 1 u.i.e.w.)”.

Wejście w życie ustawy z 7 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw spowodowało, że gminy otrzymywały niższy podatek od nieruchomości i to z datą wsteczną od 1 stycznia 2018 roku⁴¹. Dlatego Rada Gminy Świecie nad Osą wystąpiła o zbadanie zgodności art. 17 pkt 2 ustawy z dnia 7 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw w zakresie, w jakim przewiduje wejście w życie z mocą wsteczną od 1 stycznia 2018 r. art. 2 pkt 1 i 6 oraz art. 3 pkt 1 tej ustawy (...) z art. 2 w związku z art. 167 Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej, Natomiast Rady Gminy Kobylnica o zbadanie zgodności art. 17 pkt 2 ustawy z 7 czerwca

³⁸ Lex nr 3043544.

³⁹ Zob. L. Etel, *Co ma kocioł do wiatraka? Opodatkowanie elektrowni wiatrowych w 2017 r.*, „Przegląd Podatków Lokalnych i Finansów Samorządowych” 2017, nr 1, s. 13–19. W opinii Autora „Elektrownie wiatrowe powinny być kwalifikowane jako wolno stojące urządzenia techniczne i opodatkowane w całości (elementy budowlane i techniczne)”.

⁴⁰ LEX nr 3026857.

⁴¹ W. Morawski, P. Banasik, *Elektrownie wiatrowe – wzrost efektywności podatku od nieruchomości*, LEX/el. 2018. R. Dowgier, *Nowe zasady opodatkowania elektrowni wiatrowych*, „Przegląd Podatków Lokalnych i Finansów Samorządowych” 2016/9, s. 6–11.

2018 r. powołanej w punkcie 1 w zakresie, w jakim przewiduje wejście w życie art. 2 pkt 1 i 6 oraz art. 3 pkt 1 tej ustawy z mocą wsteczną, tj. od 1 stycznia 2018 r., z art. 2 Konstytucji, w szczególności z zasadą demokratycznego państwa prawnego i zasadą nieretroaktywności prawa wywodzonymi z tego przepisu.

Trybunał Konstytucyjny w wyroku z dnia 22 lipca 2020 r., K 4/19⁴², orzekł, że „Art. 17 kt 2 ustawy z dnia 7 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U., poz. 1276) w zakresie, w jakim wprowadził z mocą wsteczną art. 2 pkt 1 i 6 oraz art. 3 pkt 1 tej ustawy, jest niezgodny z wywodzoną z art. 2 Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej zasadą nieretroaktywności prawa (*zasadą lex retro non agit*). Przepis wymieniony w części I, w zakresie tam wskazanym, traci moc obowiązującą po upływie 18 (osiemnastu) miesięcy od dnia ogłoszenia wyroku w Dzienniku Ustaw Rzeczypospolitej Polskiej”. W uzasadnieniu Trybunał Konstytucyjny stwierdził m.in., że „wprowadzanie przepisów obowiązujących z mocą wsteczną jest dopuszczalne jedynie w wyjątkowych sytuacjach”.

Ustawa z dnia 17 listopada 2021 r. o rekompensacie dochodów utraconych przez gminy w 2018 r. w związku ze zmianą zakresu opodatkowania elektrowni wiatrowych określa zasady i tryb zrekompensowania gminom dochodów utraconych w 2018 r. w związku ze zmianą opodatkowania budowli wchodzących w skład elektrowni wiatrowych. Ustawa weszła w życie z dniem 5 lutego 2022 r. Według art. 5. 1. Gmina składa wniosek do wojewody w terminie 3 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy. Wniosek złożony po upływie tego terminu pozostawia się bez rozpoznania.

4.5.3. Podatek dochodowy od osób fizycznych w przypadku oddania gruntów w dzierżawę (do korzystania na cele OZE)

Producent rolny czy inny wydzierżawiający grunty rolne na cele związane z energią odnawialną musi pamiętać o obowiązku uiszczenia podatku dochodowego od osób fizycznych. Przez wiele lat podatnik miał dwa rozwiązania. Mianowicie dochody (przychody) te można było opodatkować na zasadach ogólnych według progresywnej skali podatkowej. Wówczas podatek płacił od dochodu, tj. różnicy pomiędzy faktycznie uzyskanym przychodem z dzierżawy a kosztami jego uzyskania. Drugą możliwość stanowił ryczał ewidencjonowany, a wybierając ten sposób rozliczania, trzeba było złożyć w urzędzie skarbowym odpowiednie świadczenie Ryczałt jest uproszczoną formą rozliczenia podatku dochodowego. Wydzierżawiający oblicza samodzielnie podatek dochodowego od osób fizycznych i wpłaca co miesiąc (lub co kwartał przy spełnieniu określonych warunków) do urzędu skarbowego w terminie do 20 dnia następnego miesiąca, a za miesiąc grudzień – w terminie złożenia zeznania. Należy podkreślić, że po zmianie przepisów od 1 stycznia 2022 r. według art.

⁴² Lex OTK-A 2020/33.

9a ust. 6 ustawy z dnia 26 lipca 1991 r. o podatku dochodowym od osób fizycznych czynsz jest tylko opodatkowany ryczałtem ewidencjonowanym.

Przychód ze źródła określonego w art. 10 ust. 1 pkt 6 ustawy z dnia 26 lipca 1991 r. o podatku dochodowym od osób fizycznych na cele instalacji paneli fotowoltaicznych będzie z tego tytułu opłacał ryczałt ewidencjonowany wg stawki 8,5% przychodów do kwoty 100 000 zł, a od nadwyżki ponad tę kwotę ryczałt wynosić będzie 12,5% przychodów. Aktualnie jest to jedyna forma opodatkowania dzierżawy prywatnych gruntów rolnych niezwiązanej z działalnością gospodarczą. Ustawa z dnia 20 listopada 1998 r. o zryczałtowanym podatku dochodowym od niektórych przychodów osiąganych przez osoby fizyczne⁴³ stanowi, że przychodów (dochodów) opodatkowanych w formach zryczałtowanych nie łączy się z przychodami (dochodami) z innych źródeł, podlegającymi opodatkowaniu na podstawie ustawy o podatku dochodowym (art. 3 ustawy). Warto wyjaśnić, że według art. 10 ust. 1 pkt 6 ustawy z dnia 26 lipca 1991 r. o podatku dochodowym od osób fizycznych źródłami przychodów są m.in. najem, podnajem, dzierżawa, poddzierżawa oraz inne umowy o podobnym charakterze, w tym również dzierżawa, poddzierżawa działów specjalnych produkcji rolnej oraz gospodarstwa rolnego lub jego składników na cele nierolnicze albo na prowadzenie działów specjalnych produkcji rolnej, z wyjątkiem składników majątku związanych z działalnością gospodarczą⁴⁴.

4.5.4. Podatek VAT w przypadku oddania gruntów w dzierżawę (do korzystania na cele OZE)

Przykład: *Pan Kolarski oddał 1,5 ha w dzierżawę na założenie fermy fotowoltaicznej. Uiszcza podatek dochodowy w formie ryczałtu ewidencjonowanego. Zastanawia się, czy będzie musiał także płacić VAT od czynszu dzierżawnego?*

Naczelny Sąd Administracyjny W wyroku z 25 listopada 2011 r. (I FSK 216) orzekł, że „usługa dzierżawy ziemi pod wiatraki nie korzysta ze zwolnienia z podatku od towarów i usług. Budowa elektrowni wiatrowych wykracza bowiem poza działalność rolniczą”⁴⁵.

Wielu właścicieli (wydzierżawiających) nie uiszcza podatku z uwagi na treść artykułu 113 ustawy o z dnia 11 marca 2004 r. o podatku od towarów i usług⁴⁶. Miaowicie zwalnia się od podatku sprzedaż dokonywaną przez podatników, u których wartość sprzedaży nie przekroczyła łącznie w poprzednim roku podatkowym kwoty 200 000 zł. Do wartości sprzedaży nie wlicza się kwoty podatku.

⁴³ T.j. Dz. U. 2021, poz. 1993 ze zm.

⁴⁴ Zob. szerzej M. Jaśniewicz, *Nowelizacja zryczałtowanego opodatkowania przychodów z najmu w świetle dotychczasowych regulacji w zakresie opodatkowania osób fizycznych z tego źródła przychodu*, „Kwartalnik Prawa Podatkowego” 2020, nr 3, s. 37–56.

⁴⁵ *Dzierżawa gruntu pod elektrownie wiatrowe podlega opodatkowaniu*, <https://czasopisma.beck.pl/nieruchomosci/aktualnosc/dzierzawa-gruntu-pod-elektrownie-wiatrowe-podlega-opodatkowaniu/>

⁴⁶ Ustawa z dnia 11.03.2004 r. o podatku od towarów i usług.

4.5.5. Ulga termomodernizacyjna w podatku dochodowym od osób fizycznych

Artykuł 26h ustawy z 26 lipca 1991 r. o podatku dochodowym od osób fizycznych określa zasady przyznania ulgi termomodernizacyjnej. Mianowicie: „Podatnik będący właścicielem lub współwłaścicielem budynku mieszkalnego jednorodzinnego ma prawo odliczyć od podstawy obliczenia podatku wydatki poniesione w roku podatkowym na materiały budowlane, urządzenia i usługi, związane z realizacją przedsięwzięcia termomodernizacyjnego, w tym budynku, określone w przepisach wydanych na podstawie ust. 10, które zostanie zakończone w okresie 3 kolejnych lat, licząc od końca roku podatkowego, w którym poniesiono pierwszy wydatek”.

Wskazać należy na kilka najważniejszych zasad związanych z ową ulgą.

Podatnik musi być właścicielem lub współwłaścicielem budynku mieszkalnego jednorodzinnego. Według art. 5a pkt 18 b) ustawy z 26 lipca 1991 r. o podatku dochodowym od osób fizycznych budynek mieszkalny jednorodzinny oznacza budynek mieszkalny jednorodzinny w rozumieniu art. 3 pkt 2a ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane. W świetle tego przepisu pod pojęciem budynku mieszkalnego jednorodzinnego należy „rozumieć budynek wolno stojący albo budynek w zabudowie bliźniaczej, szeregowej lub grupowej, służący zaspokajaniu potrzeb mieszkaniowych, stanowiący konstrukcyjnie samodzielną całość, w którym dopuszcza się wydzielenie nie więcej niż dwóch lokali mieszkalnych albo jednego lokalu mieszkalnego i lokalu użytkowego o powierzchni całkowitej nieprzekraczającej 30% powierzchni całkowitej budynku”. Podatnik ma być właścicielem lub współwłaścicielem budynku mieszkalnego jednorodzinnego. Według art. 195 KC własność tej samej rzeczy może przysługiwać niepodzielnie kilku osobom (współwłasność).

Ustawa nie określa udziału współwłaściciela uprawiającego do ulgi. Zatem zasadne jest przyjęcie, że każdy udział uprawnia do skorzystania z ulgi, o ile są spełnione wymagania określone w przepisach⁴⁷.

Kolejne ważne zagadnienie stanowi pojęcie „Przedsięwzięcie termomodernizacyjne”. Mianowicie oznacza ono przedsięwzięcie termomodernizacyjne w rozumieniu art. 2 pkt 2 ustawy o wspieraniu termomodernizacji i remontów oraz o centralnej ewidencji emisyjności budynków, czyli przedsięwzięcia, których przedmiotem jest np. całkowita lub częściowa zamiana źródeł energii na źródła odnawialne lub zastosowanie wysokosprawnej kogeneracji. Takim przedsięwzięciem jest także ulepszenie, w wyniku którego następuje zmniejszenie zapotrzebowania na energię dostarczaną na potrzeby ogrzewania i podgrzewania wody użytkowej oraz ogrzewania do budynków mieszkalnych; ulepszenie, w wyniku którego następuje zmniejszenie strat energii pierwotnej w lokalnych sieciach ciepłowniczych oraz zasilających je lokalnych źródłach ciepła, wykonanie przyłącza technicznego do scentralizowane-

⁴⁷ T. Krywan, R. Wienconek, *Ulgą termomodernizacyjna na przykładach*, LEX/el. 2019.

go źródła ciepła, w związku z likwidacją lokalnego źródła ciepła, w wyniku czego następuje zmniejszenie kosztów pozyskania ciepła dostarczanego⁴⁸.

Podatnik ma prawo odliczyć od podstawy obliczenia podatku wydatki poniesione w roku podatkowym na materiały budowlane, urządzenia i usługi, związane z realizacją przedsięwzięcia termomodernizacyjnego w tym budynku. Według rozporządzenia Ministra Inwestycji i Rozwoju z dnia 21 grudnia 2018 r. w sprawie określenia wykazu rodzajów materiałów budowlanych, urządzeń i usług związanych z realizacją przedsięwzięć termomodernizacyjnych⁴⁹ ulga obejmuje m.in. takie materiały budowlane i urządzenia, jak np. kolektor słoneczny wraz z osprzętem czy ogniwo fotowoltaiczne wraz z osprzętem. Także w pkt 2 w usługach wskazane zostały: montaż kolektora słonecznego i montaż instalacji fotowoltaicznej.

Inwestycja ma być zakończona w okresie trzech kolejnych lat, licząc od końca roku podatkowego, w którym poniesiono pierwszy wydatek. Kwota odliczenia nie może przekroczyć 53 000 zł w odniesieniu do wszystkich realizowanych przedsięwzięć termomodernizacyjnych w poszczególnych budynkach, których podatnik jest właścicielem lub współwłaścicielem. Wysokość wydatków ustala się na podstawie faktur wystawionych przez podatnika podatku od towarów i usług niekorzystającego ze zwolnienia od tego podatku. Odliczeniu nie podlegają wydatki w części, w jakiej zostały sfinansowane (dofinansowane) m.in. ze środków Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej lub Wojewódzkich Funduszy Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej lub zwrócone podatnikowi w jakiejkolwiek formie.

Wojewódzki Sąd Administracyjny w Łodzi w wyroku z 30 listopada 2021 r., I SA/Łd 659/21, orzekł, że „Programu »Czyste Powietrze« nie można utożsamiać z ulgą termomodernizacyjną określoną w art. 26h ust. 1 u.p.d.o.f. Czym innym są dotacje i pożyczki udzielane za pośrednictwem szesnastu Wojewódzkich Funduszy Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, a czym innym jest ulga termoizolacyjna, określona w art. 26h ust. 1 u.p.d.o.f.”⁵⁰.

Natomiast Wojewódzki Sąd Administracyjny w Lublinie w wyroku z dnia 16 lipca 2021 r., I SA/Lu 218/21, doszedł do wniosku, że „Brak jest jakichkolwiek wskazań, aby przy staraniu się o skorzystanie z ulgi termomodernizacyjnej należało legitymować się dodatkowo audytem energetycznym budynku”⁵¹.

⁴⁸ Zob. szerzej Ministerstwo Finansów, *Ulgą termomodernizacyjną – objaśnienia podatkowe Ministerstwa Finansów z dnia 16 września 2019 r.*, LEX/el. 2019.

⁴⁹ Dz. U. 2018, Nr 2489 ze zm.

⁵⁰ LEX nr 3284046.

⁵¹ LEX nr 3207230.

Rozdział 5.

SAMORZĄD I SPOŁECZEŃSTWO A OZE

5.1. Rola samorządu w rozwoju OZE

Rola samorządu w rozwoju OZE w głównej mierze przejawia się w:

1. Koordynowaniu rozwoju OZE na swoim terenie.
2. Tworzeniu klastrów energii.
3. Pozyskiwaniu środków finansowych na rozwój OZE.

Rola samorządu w koordynowaniu rozwoju OZE na swoim terenie

Nie wystarczy budować nowe źródła OZE – trzeba mądrze nimi zarządzać, a także mądrze wykorzystywać energię z tych źródeł. Dlatego też rola samorządu w koordynowaniu rozwoju OZE na swoim terenie jest kluczowa. W zakresie koordynowania samorząd powinien ustalić przede wszystkim:

- 1) preferencje co do wyboru źródła OZE;
- 2) włączenie inwestycji w OZE do planu zagospodarowania przestrzennego;
- 3) sposób realizacji inwestycji w OZE (w tym źródła pozyskania środków na realizację inwestycji).

Wykonanie wszystkich powyższych zakresów działań samorządowych wymaga specjalistycznej wiedzy na temat OZE, która jest wiedzą interdyscyplinarną¹. Dlatego tak ważne jest, aby w samorządzie byli zatrudnieni specjaliści od OZE. Rynek usług edukacyjnych (w tym sektor szkolnictwa wyższego) oferuje różne formy kształcenia w zakresie pozyskiwania wiedzy i doświadczenia w zakresie OZE (m.in. studia I i II stopnia, studia podyplomowe). Jeżeli jednak w samorządzie tych specjalistów nie ma, trzeba posiłkować się współpracą z partnerami zewnętrznymi (sektorem przedsiębiorstw i/lub uczelniami wyższymi). Przykładem na wykorzystanie specjalistycznej/interdyscyplinarnej wiedzy w zakresie OZE jest opracowanie podstawowego, a zarazem kluczowego, dokumentu w implementacji OZE, ja-

¹ Studia dotyczące OZE obejmują m.in. zagadnienia: aspekty fizyczne, prawne, ekonomiczne i ekologiczne odnawialnych źródeł energii; zarządzanie projektami w energetyce odnawialnej i gospodarce odpadami; energetyka odnawialna a środowisko; GIS w zarządzaniu OZEiGO (Odnawialne Źródła Energii i Gospodarka Odpadami); zrównoważony rozwój; rynek energii; odnawialne i niekonwencjonalne źródła energii; komputerowe projektowanie systemów OZEiGO; audyt energetyczny; projektowanie i eksploatacja instalacji w OZEiGO; doradztwo energetyczne; urządzenia w OZEiGO – monitoring i diagnostyka.

kim jest dokumentacja techniczna. Przykładowo przy opracowaniu dokumentacji technicznej, dotyczącej wprowadzenia układów kogeneracyjnych i innych źródeł energii we wskazanych lokalizacjach gminy, opracowaniu podlegają następujące zagadnienia:

- koncepcje, rozwiązania techniczne i organizacyjne dla autoproducentów energii w kontekście wirtualnego prosumenta i walki z ubóstwem (wykluczeniem) energetycznym;
- wprowadzanie układów skojarzonych (kogeneracja) jako układów kompensujących wahania mocy w mikrosystemach energetycznych o mocy do 50 kWel (budynki komunalne);
- tworzenie infrastruktury dla lokalnego transportu zasilanego energią elektryczną z fotowoltaiki z wykorzystaniem pojazdów jako magazynów energii;
- gazowe magazyny energii jako stabilne źródła energii w klastrze zdominowanym przez instalacje PV;
- utylizacja osadów ściekowych z wykorzystaniem mikrobiogazowni w oczyszczalni ścieków;
- gospodarka obiegu zamkniętego w klastrze energii.

Koordinacja działań przez JST jest także istotna, by eliminować lub minimalizować ryzyko niezadowolenia ze strony społeczności lokalnej w zakresie korzystania z OZE. Przykładem tego typu działań może być podjęcie inicjatywy ze strony JST na realizację przemysłowych magazynów energii na swoim terenie w związku ze skutkami zakończonych już inwestycji w OZE, zakładających zastosowanie instalacji jednofazowych. Zastosowanie tego typu instalacji wywołało lokalny problem związany z występowaniem asymetrii i wyższek napięcia, co z skutkowało wyłączaniem instalacji producenckich, a to z kolei zmniejszało ich opłacalność dla użytkowników.

Rola samorządu w tworzeniu klastrów energii

Ze względu na przyznanie przez ustawodawcę istotnej wagi dla klastrów energii w rozwoju OZE (por. projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw²) zaproponowane w tym zakresie rozwiązania legislacyjne mogą być istotne dla samorządu terytorialnego w zakresie implementacji klastrów energii. Charakterystykę głównych zmian w zakresie funkcjonowania klastrów energii³ zaprezentowano w Tabeli 1.

² Por. Informacje o przyczynach i potrzebie wprowadzenia rozwiązań planowanych w projekcie ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw. Numer projektu: UC99.

³ Uzasadnienie do projektu ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (UC 99).

Tabela 1. Główne założenia zmian w zakresie funkcjonowania klastrów energii

Przedmiot zmiany	Zakres projektowanej zmiany legislacyjnej
Zmiana definicji klastra energii	Wprowadzono wymóg, aby stroną porozumienia była przynajmniej jedna jednostka samorządu terytorialnego. Dzięki powyższemu rozwiązaniu stroną porozumienia klastra energii będą mogły zostać spółki osobowe, czego nie przewiduje obecny stan prawny. Istniejące ograniczenie stanowiło barierę rozwoju i wymaga korekty regulacyjnej. Ponadto zakres przedmiotowy działalności klastra uzupełniono o magazynowanie energii. Dodano także cele działalności klastra, jakimi są zapewnienie korzyści gospodarczych, społecznych lub środowiskowych stronom porozumienia lub zwiększenie elastyczności systemu elektroenergetycznego.
Obszar działania klastra energii	Z dotychczasowej definicji klastra energii wyłączono do przepisów materialnych warunków terytorialności. Proponuje się, aby działalność w ramach klastra energii mogła być prowadzona na obszarze jednego powiatu lub pięciu sąsiadujących ze sobą gmin. Jest to uzasadnione z uwagi na ryzyko ewentualnego podejmowania prób tworzenia klastrów energii na terenach gmin znacznie oddalonych od siebie, co byłoby sprzeczne z zasadą lokalnego działania klastra energii. Ponadto klastr energii powinien obejmować zwarty terytorialnie obszar, działając w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową. Powyższe było również uzasadnieniem dla dodania przepisu, który określa, że klastr energii działa na obszarze jednego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zaopatrującego w energię elektryczną wytwórców i odbiorców będących członkami tego klastra energii, których instalacje są przyłączone do sieci tego operatora.
Porozumienie o utworzeniu klastra energii	Wprowadzono m.in. wymóg zawarcia go w formie pisemnej pod rygorem nieważności oraz wskazano na kluczowe postanowienia, które porozumienie powinno zawierać. Należą do nich m.in. prawa i obowiązki stron porozumienia klastra energii, działalność, jaka jest przedmiotem współpracy, a także koordynatora klastra energii oraz jego prawa i obowiązki. Koordynator nie musi być stroną tego porozumienia. Wprowadzono także zapis dotyczący umieszczania w treści porozumienia postanowień odnoszących się do trybu zawierania umowy o utworzeniu obszaru ograniczania obciążenia szczytowego, w szczególności obowiązek określenia sposobu wyrażenia zgody na zawarcie tej umowy przez członków klastra.
Rejestr klastrów energii	Projekt wprowadza rejestr klastrów energii, który będzie prowadzony przez Prezesa URE. Rejestr jest jawny i prowadzony w postaci elektronicznej. Określono zasady funkcjonowania rejestru klastrów energii, w tym rodzaju umieszczanych w nim informacji, zasady składania wniosku o wpis do rejestru, zawartości tego wniosku, wymaganych danych i załączników. Ponadto uregulowano postępowanie w przypadku wniosku o zmianę wpisu, a także określono przesłanki, które mogą być podstawą do wykreślenia klastra energii z rejestru klastrów. Wniosek o wpis do rejestru składa koordynator klastra energii. Prezes URE dokonuje wpisu w ciągu 14 dni od złożenia wniosku. Wpis do rejestru nie jest obligatoryjny, jednak uzyskanie wpisu umożliwia – po spełnieniu innych warunków – uzyskiwanie korzyści z zaprojektowanego dla klastrów energii systemu wsparcia, a także wynagrodzenia za wprowadzoną w projekcie usługę ograniczenia obciążenia szczytowego na rzecz operatora systemu dystrybucyjnego.

	Koordinator klastra energii, który jest wpisany do rejestru, obowiązany będzie do sporządzenia rocznego sprawozdania, zawierającego m.in. dane o ilości energii wytworzonej przez strony porozumienia klastra energii, w tym ilość energii wytworzonej z odnawialnych źródeł energii, łączną moc zainstalowanych instalacji należących do członków klastra energii, a także informację o zawartych i rozwiązanych umowach obszaru ograniczania obciążenia szczytowego między członkami klastra energii a właściwym operatorem systemu dystrybucyjnego.
Współpraca klastrów energii z operatorami sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej	Projekt zawiera zasady współpracy z operatorem sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej: - udostępniania koordynatorowi klastra energii danych pomiarowych dotyczących wprowadzonej do sieci i pobranej z sieci energii elektrycznej przez strony porozumienia klastra energii; - rozliczeń świadczonych usług dystrybucji; - świadczenia usługi dystrybucji w przypadku ustania bycia stroną porozumienia klastra energii.
System wsparcia dla klastrów	System wsparcia odnosi się do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez strony porozumienia klastra energii, który został wpisany do rejestru klastrów energii, wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, a następnie pobranej z tej sieci w celu jej zużycia przez strony porozumienia tego klastra energii, dla danej godziny okresu rozliczeniowego. W tym zakresie wprowadzono zwolnienie z opłaty OZE, opłaty kogeneracyjnej, akcyzy, oraz obowiązków związanych ze świadectwami pochodzenia. Mechanizm będzie funkcjonował w dwóch etapach. Pierwszy okres będzie trwał do 31 grudnia 2026 r. Wymagane będzie, aby co najmniej 30% energii wytwarzanej i wprowadzanej do sieci energii przez strony porozumienia klastra energii pochodziło z OZE, a łączna moc zainstalowanych instalacji w klastrze energii nie przekraczała 100 MW energii elektrycznej oraz umożliwiała pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 40% łącznego rocznego zapotrzebowania stron porozumienia klastra energii. Ponadto zdolność magazynowania energii stron porozumienia klastra energii powinna wynosić co najmniej 2% łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych w tym klastrze energii. W drugim etapie od, 1 stycznia 2027 r. wsparcie będzie przysługiwać wobec tych klastrów energii, które wykażą, że co najmniej 50% energii wytwarzanej i wprowadzanej do sieci energii pochodzi z OZE, zaś łączna moc zainstalowanych instalacji w klastrze nie przekracza 100 MW energii elektrycznej oraz umożliwia pokrycie w ciągu roku w każdej godzinie nie mniej niż 50% łącznych dostaw do stron porozumienia klastra energii w zakresie energii elektrycznej. Ponadto konieczne będzie posiadanie zdolności magazynowania energii na poziomie 5% łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych w tym klastrze energii.
Rozliczenia wsparcia	Aby skorzystać z systemu wsparcia, koordynator klastra energii składa wniosek do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz sprzedawcy wskazanego. Wraz z wnioskiem do sprzedawcy wskazanego koordynator klastra energii składa wniosek o zmianę dotychczasowej lub zawarcie nowej umowy ze wszystkimi stronami porozumienia klastra energii (zasada jednego sprzedawcy rozliczającego wsparcie). Sprzedawca wskazany zawiera nowe lub zmienia dotychczasowe umowy ze stronami porozumienia klastra energii w terminie 60 dni od dnia złożenia wniosku. Sprzedawca wskazany, na podstawie danych pomiarowych przekazanych przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, dokonuje rozliczenia członków klastra energii, z zachowaniem proporcjonalnych udziałów poszczególnych stron porozumienia tego klastra w łącznej sumie godzinowej poboru energii z sieci dystrybucyjnej.

Usługa ograniczania obciążenia szczytowego	Usługa ograniczania obciążenia szczytowego jest zdefiniowaną w ustawie formułą odpłatnego świadczenia na rzecz operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przez strony porozumienia klastra energii usługi w postaci ograniczenia szczytowej generacji energii. Zasady świadczenia i wynagrodzenia tej usługi podlegają konkretyzacji w umowie. Utworzenie na obszarze klastra energii obszaru ograniczania obciążenia szczytowego następuje w drodze zawarcia umowy obszaru ograniczania obciążenia szczytowego pomiędzy zainteresowanymi stronami porozumienia klastra energii z operatorem systemu dystrybucyjnego po uzyskaniu warunków utworzenia obszaru ograniczania obciążenia szczytowego od tego operatora. Umowa jest zawierana na okres co najmniej 2 lat i powinna określać co najmniej: strony i przedmiot umowy; - terytorialny i sieciowy obszar działalności obszaru ograniczania obciążenia szczytowego oraz wykaz punktów poboru energii wchodzących w skład tego obszaru; - poziom ograniczenia szczytowego zapotrzebowania na moc obszaru ograniczania obciążenia szczytowego, do którego utrzymania zobowiązani są członkowie klastra; - wysokość wynagrodzenia z tytułu świadczenia usługi ograniczania obciążenia szczytowego oraz zasady jej ustalania; - czas trwania umowy i zasady jej rozwiązania; - wykaz punktów poboru energii członków klastra energii tworzących obszar ograniczania obciążenia szczytowego oraz ich moce umowne, a w przypadku wytwórców – moce zainstalowane; - metodę rozliczania udziału pomiędzy stronami tej umowy w wynagrodzeniu z tytułu redukcji szczytowego zapotrzebowania na moc obszaru ograniczania obciążenia szczytowego; - metodę rozliczania udziału pomiędzy stronami tej umowy w opłatach z tytułu kar umownych wynikających z niedotrzymania poziomu redukcji obciążenia szczytowego zapotrzebowania na moc obszaru ograniczania obciążenia szczytowego, jeżeli umowa przewiduje ten rodzaj zabezpieczenia.
--	--

Źródło: Opracowanie własne.

Rola samorządu – pozyskiwanie środków na finansowanie rozwoju OZE

Do głównych źródeł finansowania OZE można zaliczyć:

- 1.1. Polski Ład – Program Inwestycji Strategicznych;
- 1.2. Fundusze unijne z programowania 2021–2027;
- 1.3. Krajowy Plan Odbudowy;
- 1.4. Środki z dodatkowych dochodów z tytułu udziału we wpływach z podatku dochodowego od osób fizycznych, o których mowa w art. 70j. ustawy z dnia 15 września 2022 r. o zmianie ustawy o dochodach jednostek samorządu terytorialnego oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. 2022, poz. 1964).
- 1.5. Zwrotne środki pozyskane z rynku: kredyt.

Polski Ład – Program Inwestycji Strategicznych

Program Inwestycji Strategicznych⁴ zakłada dofinansowanie inwestycji samorządu terytorialnego, w tym gmin, w celu:

- 1) pobudzenia aktywności inwestycyjnej jednostek samorządu terytorialnego,
- 2) rozwoju lokalnej przedsiębiorczości,
- 3) poprawy warunków życia obywateli,
- 4) powstania nowych miejsc pracy,
- 5) wsparcia zrównoważonego rozwoju,
- 6) efektywnego zaangażowania sektora finansowego.

Dofinansowanie z Programu przeznacza się na pokrycie wydatków związanych z realizacją zadań inwestycyjnych w ramach obszarów pogrupowanych od najbardziej do najmniej priorytetowych. Wydatki na inwestycje związane z odnawialnymi źródłami energii w 1 i 2 edycji Programu były zaliczone do priorytetu 1, co oznaczało po stronie gminy konieczność zagwarantowania udziału własnego na realizację inwestycji w wysokości nie niższej niż: 5% wartości zadania inwestycyjnego. Natomiast w edycji:

– trzeciej – PGR – gminy na obszarze których funkcjonowały zlikwidowane państwowe przedsiębiorstwa gospodarki rolnej mogły wnioskować o dofinansowanie inwestycji m.in. z obszaru odnawialnych źródeł energii do 98% wartości inwestycji (wymagany wkład własny gminy popegeerowskiej to 2%);

– czwartej – Polskie Uzdrowiska – gminy uzdrowiskowe i posiadające status obszaru ochrony uzdrowiskowej mogły wnioskować o dofinansowanie inwestycji m.in. z obszaru odnawialnych źródeł energii do 98% wartości inwestycji (wymagany wkład własny gminy uzdrowiskowej / posiadającej status obszaru ochrony uzdrowiskowej to: 2%).

Wartość zadania inwestycyjnego jest traktowana jako całkowita łączna wartość wynagrodzenia wykonawcy za wykonanie zadania inwestycyjnego, w tym wartość ceny dostaw określonych w umowie lub umowach mających na celu realizację zadania inwestycyjnego. Trzeba jednak podkreślić, iż w przypadku, gdy wartość ostateczna inwestycji objętej dofinansowaniem z Programu ustalona po przeprowadzeniu postępowania zakupowego będzie wyższa niż jej wartość przewidywana we wniosku o dofinansowanie z Programu, wnioskodawca jest zobowiązany do pokrycia różnicy między wartością przewidywaną a wartością ostateczną, zwiększając tym samym

⁴ Podstawa prawna: Ustawa z dnia 31 marca 2020 r. o zmianie ustawy o szczególnych rozwiązaniach związanych z zapobieganiem, przeciwdziałaniem i zwalczaniem COVID-19, innych chorób zakaźnych oraz wywołanych nimi sytuacji kryzysowych oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. 2020, poz. 568, ze zm.) oraz uchwały: nr 84/2021 Rady Ministrów z dnia 1 lipca 2021 r. w sprawie ustanowienia Rządowego Funduszu Polski Ład: Programu Inwestycji Strategicznych; nr 176/2021 Rady Ministrów z dnia 28 grudnia 2021 r. zmieniająca uchwałę w sprawie ustanowienia Rządowego Funduszu Polski Ład: Programu Inwestycji Strategicznych; nr 87/2022 Rady Ministrów z dnia 26 kwietnia 2022 r. zmieniająca uchwałę w sprawie ustanowienia Rządowego Funduszu Polski Ład: Programu Inwestycji Strategicznych.

udział własny w sfinansowaniu inwestycji. W przypadku natomiast, gdy ostateczna wartość inwestycji objętej dofinansowaniem z Programu będzie niższa niż jej wartość przewidywana, kwotę dofinansowania ustala się, biorąc pod uwagę wartość procentową dofinansowania z Programu w stosunku do ostatecznej wartości inwestycji.

Wnioski o dofinansowanie z Programu składane są do Prezesa Rady Ministrów, za pośrednictwem Bank Gospodarstwa Krajowego, w formie elektronicznej. Wniosek o dofinansowanie z Programu zawiera co najmniej:

- 1) dane wnioskodawcy,
- 2) przedmiot inwestycji, w tym obszar inwestycyjny, nazwę inwestycji, opis inwestycji,
- 3) przewidywaną wartość inwestycji,
- 4) kwotę udziału własnego;
- 5) wnioskowaną kwotę dofinansowania z Programu.

Do wniosku dołącza się oświadczenie o:

- 1) zapoznaniu się i zobowiązaniu się do stosowania postanowień Regulaminu Programu, w tym dotyczących przetwarzania danych osobowych;
- 2) zobowiązaniu się do przestrzegania przepisów dotyczących dysponowania środkami publicznymi oraz dotyczących pomocy publicznej.

Wnioski są weryfikowane pod względem prawidłowości formalnej przez BGK. Oceny wniosków dokonuje Komisja do spraw wsparcia Programu, która przekazuje swoją rekomendację do decyzji Prezesowi Rady Ministrów. Po decyzji Prezesa Rady Ministrów, BGK wydaje promesę wstępną, która umożliwia rozpoczęcie postępowania zakupowego i wyłonienia wykonawcy. Postępowanie to powinno zostać ogłoszone przez wnioskodawcę nie później niż w terminie 6 miesięcy (zmienione docelowo na 9 miesięcy) od dnia udostępnienia przez BGK wnioskodawcy wstępnej promesy w aplikacji do obsługi Programu (pod rygorem utraty dofinansowania z Programu). Po rozstrzygnięciu postępowania zakupowego gmina składa do BGK wniosek o udzielenie promesy, która stanowi dla wnioskodawcy podstawę do zawarcia umowy lub umów na realizację inwestycji. Wypłata dofinansowania na podstawie promesy może nastąpić jednorazowo (w przypadku inwestycji realizowanych w okresie nie dłuższym niż 12 miesięcy) lub w transzach (w przypadku inwestycji realizowanych w okresie dłuższym niż 12 miesięcy).

W związku ze wzrostem cen materiałów, energii, paliwa oraz usług w trakcie trwania procedury uzyskiwania promesy i realizacji inwestycji samorządy wnioskowały w 2022 roku o uelastycznienie założeń Programu poprzez:

- 1) wydłużenie ważności promes udzielonych przez BGK w ramach I naboru wniosków;
- 2) wprowadzenie możliwości ograniczenia zakresu zadania objętego uzyskaną promesą;
- 3) wprowadzenie możliwości zawierania umów po rozstrzygnięciu częściowym przetargów na określone etapy czy elementy całości zadania objętego promesą;

4) wprowadzenie zmiany w częstotliwości płatności za realizację inwestycji.

Powyższe zmiany pozwoliłyby na faktyczne sfinalizowanie większej liczby zgłoszonych do realizacji inwestycji w ramach Programu.

Fundusze unijne z programowania 2021–2027

W programowaniu unijnym 2021–2027 JST mogą ubiegać się o środki finansowe na rozwój OZE w ramach programów o zasięgu:

- ogólnokrajowym (np. projekt Programu Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat, Środowisko 2021–2027);
- regionalnym.

Programy o zasięgu ogólnokrajowym 2021–2027 z udziałem funduszy unijnych na rozwój OZE

Na moment opracowania podręcznika programem o zasięgu ogólnokrajowym, w którym przewidziano środki na OZE dla JST jest Program Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat, Środowisko 2021–2027 – projekt Ministerstwa Funduszy i Polityki Regionalnej opublikowany 4 stycznia 2022 roku⁵. Środki na OZE są przewidziane w ramach celu szczegółowego 2.2 Wspieranie energii odnawialnej. Planowane wsparcie dotyczyć będzie m.in.:

- 1) instalacji do produkcji energii elektrycznej, w tym instalacji OZE do produkcji energii elektrycznej w budynkach jednorodzinnych wraz z infrastrukturą towarzyszącą (m.in. magazynów energii, przydomowych punktów ładowania dla samochodów elektrycznych oraz systemów zarządzania energią w domach);
- 2) instalacji do produkcji ciepła oraz wytwarzania paliw alternatywnych z OZE;
- 3) magazynów energii działających na potrzeby danego źródła OZE oraz przyłączenia do sieci;
- 4) budowy oraz przebudowy sieci umożliwiających przyłączanie jednostek wytwarzania energii z OZE do sieci; wsparcie uwzględniać będzie również przebudowę sieci w zakresie niezbędnym dla właściwego funkcjonowania przyłącza, tak aby możliwe było przyłączenie zgłoszonych operatorowi mocy OZE;
- 5) działań edukacyjno-informacyjnych dotyczących zielonej energii.

Wsparcie projektów wykorzystujących energię wody możliwe będzie wyłącznie na istniejących budowlach piętrzących, wyposażonych w hydroelektrownie, przy jednoczesnym zapewnieniu pełnej drożności budowli dla przemieszczeń fauny wodnej.

Projekty dotyczące wytwarzania energii z OZE oceniane będą głównie z uwzględnieniem kryterium efektywności kosztowej oraz osiągniętych efektów wpisujących się w cele priorytetu (m.in. koncepcja opłacalności, czyli najlepszego stosunku wielkości środków unijnych przeznaczonych na uzyskanie 1 MWh energii

⁵ Załącznik do uchwały Rady Ministrów z dnia 4 stycznia 2022 r.

lub 1 MW mocy zainstalowanej wynikających z budowy danej instalacji) oraz osiągnięcia także innych rezultatów (np. wielkość redukcji CO₂).

W przypadku inwestycji w OZE rozważane jest zastosowanie dotacji i instrumentów finansowych oraz form mieszanych. Jednakże w przypadku sieci elektroenergetycznych dla OZE przewidywana jest dotacja. Finansowanie tych inwestycji w postaci instrumentów finansowych i konieczność poniesienia dodatkowych kosztów obsługi tych instrumentów mogłoby bowiem wpłynąć na wzrost opłat taryfowych dla odbiorców końcowych.

Na realizację celu szczegółowego 2.2. przewidziano z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego środki w kwocie ogółem: 599 000 000 euro, z czego dla regionów:

- 1) słabiej rozwiniętych: 493 294 117 euro,
- 2) w okresie przejściowym: 70 470 588 euro,
- 3) lepiej rozwiniętych: 35 235 295 euro.

Programy regionalne 2021–2027 z udziałem funduszy unijnych na rozwój OZE

Zakres wsparcia na rozwój OZE dla JST w programach regionalnych z udziałem funduszy unijnych dotyczy wszystkich 16 województw. W opracowaniu zaprezentowano interwencje w ramach funduszy na przykładzie trzech województw: mazowieckiego (Fundusze Europejskie dla Mazowsza 2021–2027), pomorskiego (Fundusze Europejskie dla Pomorza 202–2027) oraz podkarpackiego (Fundusze Europejskie dla Podkarpacia 2021–2027) (por. Tabela 2).

Tabela 2. Interwencje w ramach funduszy UE na rozwój OZE w ramach regionalnych programów dla Mazowsza, Pomorza i Podkarpacia w latach 2021–2027

Region	Priorytet/cel	Interwencje w ramach funduszy UE
Mazowsze	Priorytet II – Fundusze Europejskie na zielony rozwój Mazowsza/Cel szczegółowy 2(i) wspieranie efektywności energetycznej i redukcji emisji gazów cieplarnianych	– poprawa efektywności energetycznej budynków publicznych i mieszkalnych (wspierane będą projekty kompleksowe z zakresu modernizacji energetycznej); interwencją objęte zostaną budynki mieszkalne (wielorodzinne, zamieszkania zbiorowego) oraz budynki użyteczności publicznej w zakresie m.in. prac: instalacji urządzeń OZE wraz z magazynami energii
	Priorytet II – Fundusze Europejskie na zielony rozwój Mazowsza/Cel szczegółowy 2(ii) wspieranie energii odnawialnej zgodnie z dyrektywą (UE) 2018/2001,	– budowa i rozbudowa instalacji/jednostek wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej ze źródeł odnawialnych wraz z infrastrukturą powiązaną (interwencja będzie ukierunkowana w szczególności na przedsięwzięcia zgodne z potencjałem regionu, tj. energetyka słoneczna, mała energetyka wiatrowa oraz biomasa i biogaz); priorytetyzacja przedmiotowych źródeł energii nie będzie oznaczać ograniczenia wsparcia dla pozostałych odnawialnych zasobów;

Mazowsze	w tym określonymi w niej kryteriami zrównoważonego rozwoju	– dopuszcza się wykorzystanie OZE z cieków wodnych lub wiatru w szczególności poza obszarem miejskim; – inwestycje w elektrownie wodne ograniczone będą do działań dotyczących istniejących obiektów; – preferowane będą również inwestycje w formule instalacji hybrydowej, np. pompy ciepła wraz z panelami fotowoltaicznymi; – zarówno zespół instalacji, jak i pojedyncze jednostki będą mogły być wspomagane magazynami energii w celu zapewnienia lokalnej stabilności dostaw energii z OZE w sposób nieprzerwany; przyłącza do sieci dystrybucyjnej/przesyłowej będą mogły być finansowane jako element projektu; – przedsięwzięcia polegające na budowie nowych lub zwiększeniu mocy (w wyniku rozbudowy lub przebudowy) istniejących jednostek wytwarzania energii elektrycznej i ciepła z OZE w technologii wysokosprawnej kogeneracji; interwencja będzie przeznaczona dla jednostek o małej mocy wytwarzania, mającej charakter lokalny, wykorzystywanej zarówno na potrzeby pojedynczych obiektów, jak i grupy budynków
Pomorze	Priorytet Bardziej zielone Pomorze (CP 2)/(ii) wspieranie energii odnawialnej zgodnie z dyrektywą (UE) 2018/2001, w tym z określonymi w niej kryteriami zrównoważonego rozwoju	– budowa i rozbudowa odnawialnych źródeł energii w zakresie wytwarzania energii elektrycznej i/lub ciepłej, w tym z magazynami energii działającymi na potrzeby danego źródła OZE, ze szczególnym uwzględnieniem rozproszonej energetyki prosumenckiej wraz z przyłączeniem źródeł OZE do sieci energetycznych lub ciepłowniczych; – budowa opartych na zasilanych poprzez co najmniej dwa różne źródła energii odnawialnej układów hybrydowych (w tym mikrokogeneracja z wykorzystaniem OZE); – organizowanie i budowa wysp energetycznych¹ (powiązanych systemów energii ciepłej [chłodu], elektrycznej i/lub paliw gazowych) w oparciu o lokalne, energetyczne zasoby odnawialne, także z przebudową istniejących ciepłowni zasilających lokalne grupy odbiorców; – organizowanie i budowa klastrów energii, spółdzielni energetycznych oraz społeczności energetycznych działających w zakresie energii odnawialnej (w ramach kompleksowych projektów możliwa będzie budowa, rozbudowa lub przebudowa sieci wewnątrz klastrów energii, spółdzielni energetycznych oraz społeczności energetycznych, działających w zakresie energii odnawialnej); – w zakresie produkcji i wykorzystania biogazu wspierana będzie budowa instalacji służących do produkcji i wykorzystania biogazu wraz z systemami dystrybucji, kondycjonowania i zagospodarowania produktów ubocznych, w tym do produkcji nawozów (wyklucza się wsparcie instalacji służących do zagospodarowania biomasy lub produkcji biogazu, które mogą być konkurencją dla rynku produkcji żywności);

Pomorze		– interwencja w zakresie energetyki wodnej dotyczyć będzie wyłącznie przebudowy istniejących obiektów (przy zapewnieniu drożności budowli dla przemieszczania się fauny wodnej i z uwzględnieniem warunków dotyczących projektów mogących mieć wpływ na stan wód); – w zakresie wykorzystania energii słońca wspierane będą przede wszystkim systemy fotowoltaiczne (wyklucza się wsparcie systemów i instalacji zasilających niskotemperaturowe wewnętrzne instalacje grzewcze, zlokalizowanych w obiektach przyłączonych do lokalnej sieci ciepłowniczej); – w zakresie wytwarzania energii elektrycznej dofinansowywane będą źródła OZE o mocy: a) do 5 MWe dla wiatru, b) do 5 MWe dla biomasy, c) do 0,5 MWe dla biogazu, d) do 5 MWe dla wody, e) do 2 MWe dla promieniowania słonecznego; – w zakresie wytwarzania energii ciepłej dofinansowywane będą źródła OZE o mocy: a) do 5 MWt dla biomasy, b) do 2 MWt dla promieniowania słonecznego, c) do 2 MWt dla geotermii (w tym pompy ciepła), d) do 0,5 MWt dla biogazu. – realizacja przedsięwzięcia strategicznego w zakresie bezpieczeństwa środowiskowego i energetycznego pn. Pomorski Archipelag Wysp Energetycznych obejmuje szereg inicjatyw, służących powstaniu na terenie województwa pomorskiego wysp energetycznych
Podkarpacie	Priorytet 2 – Energia i Środowisko/ Cel szczegółowy 2(i) Wspieranie efektywności energetycznej i redukcji emisji gazów cieplarnianych	– wspieranie wytwarzania energii elektrycznej i ciepła z OZE, jako element projektów w obszarze efektywności energetycznej budynków/przedsiębiorstw; – wspieranie działań służących poprawie efektywności energetycznej: budynków użyteczności publicznej wraz z instalacją urządzeń OZE oraz wymianą/modernizacją źródeł ciepła albo podłączeniem do sieci ciepłowniczej/chłodniczej; wielorodzinnych budynków mieszkalnych wraz z instalacją urządzeń OZE oraz wymianą/modernizacją źródeł ciepła albo podłączeniem do sieci ciepłowniczej/chłodniczej; w przedsiębiorstwach poprzez odzyskiwanie energii w procesie produkcyjnym, modernizację energetyczną budynków, wraz z instalacją urządzeń OZE
	Priorytet 2 – Energia i Środowisko/ Cel szczegółowy 2(ii) Wspieranie energii odnawialnej zgodnie z dyrektywą (UE) 2018/2001, w tym określonymi w niej kryteriami zrównoważonego rozwoju	– wsparcie przeznaczone na wytwarzanie energii elektrycznej oraz ciepłej pochodzącej z OZE oraz przyłączenie do sieci; – inwestycje w magazyny energii działające na potrzeby OZE; – wsparcie dotyczące wytwarzania energetyki rozproszonej (prosumenckiej) opartej na instalacjach o stosunkowo niewielkich mocach, stanowiącej podstawę rozwoju lokalnego wymiaru energetyki i nadającej transformacji energetycznej partycypacyjny charakter².

Podkarpacie		– w zakresie wodoru dopuszcza się wsparcie instalacji OZE łącznie z instalacją do produkcji, magazynowania, dystrybucji wodoru lub OZE, z której energia bezpośrednio lub pośrednio zasili elektrolizery lub do produkcji wodoru (magazynowania, dystrybucji)
-------------	--	---

¹ Wyspa energetyczna to niezależny energetycznie system grupujący producentów, konsumentów oraz prosumentów, charakteryzujący się możliwością regulacji energii produkowanej i zużywanej w ramach systemu, w czasie rzeczywistym, jak również charakteryzujący się możliwością współpracy z innymi, niezależnymi systemami i lokalnym dystrybutorem energii, np. operatorem systemu dystrybucyjnego.

² Polityka energetyczna Polski do 2040.

Źródło: Fundusze Europejskie dla Mazowsza 2021–2027 – Załącznik do uchwały nr 307/303/22 Zarządu Województwa Mazowieckiego; Fundusze Europejskie dla Pomorza 2021–2027 – Załącznik do uchwały nr 61/319/22 Zarządu Województwa Pomorskiego z dnia 20 stycznia 2022 r.; Fundusze Europejskie dla Podkarpacia 2021–2027 – Załącznik do Uchwały Nr 363/7277/22 Zarządu Województwa Podkarpackiego w Rzeszowie z dnia 1 marca 2022 r.

Samorząd terytorialny jako wnioskodawca o fundusze na rozwój OZE w regionie w programowaniu unijnym 2021–2027 powinien mieć na uwadze co najmniej trzy kwestie:

1. Preferencje co do projektów wybieranych do dofinansowania w sposób konkurencyjny. Warto zweryfikować w treści przyszłych regulaminów ubiegania się o fundusze unijne, czy projekty z OZE są zaliczane do tej preferencji. Mogą być bowiem preferowane projekty:

- wykazujące jak najwyższe do osiągnięcia efekty oraz inne planowane do osiągnięcia rezultaty w stosunku do planowanych nakładów finansowych, np. wielkość redukcji CO₂;
- uwzględniające najwyższą efektywności kosztową – najlepszy stosunek wielkości środków unijnych przeznaczonych na uzyskanie 1 MWh energii lub 1 MW mocy zainstalowanej wynikającej z budowy danej instalacji.

Preferencje mogą także dotyczyć bardzo szczegółowych rozwiązań, np. preferowane będą projekty:

- a) wpisujące się w aktualne gminne projekty założeń lub założenia do planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe;
- b) w przypadku biogazowni, w ramach których przewidziano zagospodarowanie ciepła odpadowego, w tym przede wszystkim na potrzeby kondycjonowania pofermentu lub ukierunkowane na produkcję biometanu;
- c) przedsięwzięcia realizowane przez klastry (w tym posiadające Certyfikat Pilotazowego Klastra Energii), spółdzielnie energetyczne i społeczności energetyczne działające w zakresie OZE;

- d) obejmujące przebudowę lub rozbudowę i wykorzystanie lokalnej ciepłowni jako elementu wyspy energetycznej, przy zastosowaniu biomasy jako paliwa;
- e) wykorzystujące do zaspokojenia potrzeb energetycznych biogaz (biometan);
- f) uwzględniające wykorzystanie magazynów energii.

2. Dużą liczbę konkurencyjnych wobec JST podmiotów wymienionych jako grupy docelowe do ubiegania się o fundusze na rozwój OZE w tych samych programach unijnych – np.:

- 1) jednostki sektora finansów publicznych posiadające osobowość prawną,
- 2) administracja rządowa,
- 3) przedsiębiorstwa,
- 4) spółki komunalne,
- 5) klastry i spółdzielnie energetyczne,
- 6) osoby fizyczne,
- 7) szkoły wyższe, uczelnie,
- 8) podmioty lecznicze działające w publicznym systemie ochrony zdrowia,
- 9) spółdzielnie mieszkaniowe, wspólnoty mieszkaniowe, TBS-y (Towarzystwo Budownictwa Społecznego), mieszkania komunalne,
- 10) kościoły i związki wyznaniowe oraz osoby prawne kościołów i związków wyznaniowych,
- 11) organizacje pozarządowe (w tym również podmioty działające w oparciu o przepisy ustawy o partnerstwie publiczno-prywatnym),
- 12) LGD,
- 13) podmiot, który wdraża instrumenty finansowe.

3. Różnorodność form wsparcia finansowego proponowanego JST w ramach danego rodzaju wsparcia unijnego (np. dotacje, instrumenty finansowe). Warto zweryfikować, czy na terenie danego województwa w programach regionalnych na lata 2021–2027 wykazuje się zagrożenie ubóstwem energetycznym, bo wówczas nie rekomenduje się stosowania instrumentów finansowych tylko dotacje w odniesieniu do szerokiego spektrum inwestycji. W uzasadnieniu przyjęcia takiego podejścia finansowego zwraca się zazwyczaj uwagę na to, że w obszarze OZE należy wziąć pod uwagę publiczny interes w propagowaniu wykorzystania zielonej energii, ograniczoną świadomość mieszkańców w tym zakresie, niejednokrotnie wysokie koszty przygotowania inwestycji oraz długi czas zwrotu środków.

Bezwrotne instrumenty mogą być także proponowane w odniesieniu do konkretnych przedsięwzięć polegających, np. na organizowaniu i budowie wysp energetycznych (ze względu na ich priorytetowy i pilotażowy charakter) oraz przedsięwzięć realizowanych przez klastry energii, spółdzielnie energetyczne i społeczności energetyczne (wiązki kompleksowych przedsięwzięć o najniższej rentowności, gdzie zwrot z inwestycji w cyklu życia projektu jest zbyt mały i odległy, aby ich realizacja była możliwa z rynkowego punktu widzenia).

Krajowy Plan Odbudowy i Zwiększania Odporności

Środki na wsparcie rozwoju OZE, w tym dla JST, są zaplanowane w Krajowym Planie Odbudowy i Zwiększania Odporności (KPO). KPO stanowi podstawę ubiegania się o wsparcie z Instrumentu na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności (*Recovery and Resilience Facility* – RRF)⁶ do 31 sierpnia 2026 r. Środki na OZE są ujęte w jednym z sześciu komponentów w przyjętej przez Komisję Europejską (KE) polskiej wersji KPO, tj. w komponencie B: Zielona Energia i zmniejszenie energochłonności. Głównym celem komponentu jest zmiana miksu energetycznego w kierunku technologii niskoemisyjnych poprzez wspieranie wprowadzania odnawialnych źródeł energii oraz zwiększenie wykorzystania alternatywnych źródeł energii, takich jak wodór i biogaz. Komponent ma również na celu zmniejszenie zużycia energii poprzez wspieranie gruntownej modernizacji budynków, w tym termomodernizacji, oraz zmniejszenie energochłonności przemysłu i usług, a także gospodarstw domowych. Wreszcie komponent będzie koncentrował się na zmniejszeniu wpływu człowieka na środowisko, w szczególności poprzez inwestycje w neutralizację zagrożeń oraz rekultywację dużych obszarów zdegradowanych, w tym Morza Bałtyckiego. Na ten cel zostanie przeznaczonych blisko 25% środków z części grantowej KPO (25,5 mld zł na komponent B z łącznej puli 106,9 mld zł) oraz zdecydowanie największa kwota z części pożyczkowej KPO – 36,7 mld zł z puli 51,6 mld zł. W porównaniu do założeń KPO z kwietnia 2021 r., gdy na część grantową założono 5,696 mld EUR (ok. 26 mld zł), a na część pożyczkową 8,617 mld EUR (ok. 39,5 mld zł, kwoty te nieznacznie zmalały.

Spośród opisu reform i inwestycji realizowanych w ramach wsparcia bezzwrotnego w ramach komponentu B w zakresie OZE można przykładowo wymienić⁷:

B1.1.3. Wymiana źródeł ciepła i poprawa efektywności energetycznej szkół

Celem inwestycji jest poprawa efektywności energetycznej szkół oraz zastąpienie wysokoemisyjnych źródeł ciepła bardziej ekologicznymi alternatywami. Podejmowane działania mogą obejmować m.in. odnawialne źródła energii oraz dostosowanie funkcji, instalacji i systemów technicznych budynków do aktualnych wymagań obowiązującego prawa; gruntowne remonty; modernizację systemów ogrzewania pomieszczeń i wody; instalację energooszczędnego oświetlenia. Inwestycje wspierane w ramach RRF powinny prowadzić średnio do co najmniej 30% oszczędności energii pierwotnej. Projekty będą wybierane w drodze konkursów otwartych, z uwzględnieniem następujących kryteriów: (i) gotowość i dojrzałość projektu do realizacji; (ii) stopień obniżenia emisji CO₂ i/lub PM_{2,5} i PM₁₀; (iii) stopień obniżenia zużycia energii pierwotnej; (iv) wykorzystanie OZE.

Działania uzupełniające mogą obejmować działania edukacyjne na temat zanieczyszczenia powietrza, łagodzenia zmian klimatu oraz wykorzystania odna-

⁶ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/241 z 12.02.2021 r.

⁷ Por. Załącznik Sekcja 1: Reformy i inwestycje w ramach Krajowego Planu Odbudowy i zwiększania odporności.

wialnych źródeł energii. Wdrażanie inwestycji zostanie zakończone do 30 czerwca 2026 roku.

B1.1.4. Zwiększenie efektywności energetycznej obiektów lokalnej aktywności społecznej

Celem inwestycji jest zwiększenie efektywności energetycznej obiektów lokalnej aktywności społecznej oraz zastąpienie wysokoemisyjnych źródeł ciepła czystszymi alternatywami. Działania mogą obejmować m.in. odnawialne źródła energii oraz dostosowanie funkcji, instalacji i systemów technicznych budynków do aktualnych wymagań obowiązującego prawa; gruntowne remonty; modernizację systemów ogrzewania pomieszczeń i wody; instalację energooszczędnego oświetlenia. Inwestycje powinny docelowo prowadzić do średnio co najmniej 30% oszczędności w zużyciu energii. Projekty będą wybierane w drodze konkursów otwartych, z uwzględnieniem następujących kryteriów: (i) gotowość i dojrzałość projektu do realizacji; (ii) stopień obniżenia emisji CO₂ i/lub PM_{2,5} i PM₁₀; (iii) stopień obniżenia zużycia energii pierwotnej; (iv) wykorzystanie OZE. Wdrażanie inwestycji zostanie zakończone do 30 czerwca 2026 roku.

B2.2. Poprawa warunków dla rozwoju odnawialnych źródeł energii

Celem jest poprawa otoczenia legislacyjnego w sektorze energetyki rozproszonej i prosumenckiej, rozwój łańcucha dostaw dla morskiej energii wiatrowej, wdrożenie systemów zarządzania energią, zwiększenie mocy zainstalowanej OZE oraz zwiększenie udziału energii z OZE. Reforma polega na wprowadzeniu zmian do ustawy o odnawialnych źródłach energii takich jak: wprowadzenie korzystniejszych warunków funkcjonowania klastrów energii, wdrożenie kolektywnych modeli prosumentów energii, wdrożenie przepisów dotyczących nowych wspólnot energii odnawialnej, wprowadzenie przepisów określających zasady działania jednego z modeli wspólnoty energii odnawialnej oraz przyjęcie zasad prowadzenia działalności w sektorze biometanu. Nowelizacja przedłuży również okres obowiązywania systemu wsparcia OZE do 31 grudnia 2027 r. Wdrażanie działania zostanie zakończone do 30 marca 2023 roku.

Reforma wprowadzi również zmiany w ustawie o inwestycjach w zakresie lądowej energetyki wiatrowej, aby ułatwić realizację tych inwestycji w gminach, które chcą ulokować na swoim terenie takie instalacje, poprzez przyznanie władzom gminnym większych uprawnień w zakresie określania lokalizacji poszczególnych inwestycji oraz umożliwienie lokalizowania elektrowni bliżej budynków mieszkalnych niż obecnie obowiązująca minimalna odległość, wynosząca dziesięciokrotność wysokości instalacji. Wdrażanie działania zostanie zakończone do 30 czerwca 2022 r.

W odniesieniu do rozwoju morskich farm wiatrowych reforma wprowadzi szczegółowe zasady wnoszenia opłaty koncesyjnej na rzecz Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki rozszerzonej o podmioty zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych. Wdrażanie działania zostanie zakończone do 30 czerwca 2022 roku.

Reformie towarzyszyć będzie wejście w życie rozporządzenia zawierającego plan aukcji odnawialnych źródeł energii w podziale na technologie (w tym dla nowych lądowych farm wiatrowych). Plan ten określi budżet i wolumen energii elektrycznej, który będzie dostępny dla każdej aukcji konkursowej w latach 2022–2027.

B2.2.2. Instalacje OZE realizowane przez społeczności energetyczne

Celem inwestycji jest zachęcenie do rozwoju lokalnych źródeł energii odnawialnej realizowanych przez społeczności energetyczne (w tym klastry energii, spółdzielnie energetyczne i pozostałe społeczności energetyczne powstałe w wyniku wdrożenia RED II), prosumentów grupowych ze szczególnym uwzględnieniem roli samorządów (w szczególności gmin i związków gmin) tworzących takie lokalne wspólnoty i społeczności energetyczne. Inwestycja będzie realizowana poprzez program wsparcia przedinwestycyjnego i inwestycyjnego obejmujący istniejące społeczności energetyczne lub podmioty zamierzające utworzyć takie społeczności. Program wsparcia przedinwestycyjnego polega na opracowaniu optymalnego formatu prawnego/organizacyjnego i modelu biznesowego dla uruchomienia lub rozwoju społeczności energetycznej oraz przygotowaniu niezbędnych analiz i dokumentacji dla przygotowania inwestycji. Program ten będzie wspierał m.in. lokalne strategie rozwoju rynku energii; analizy lokalnego popytu na energię i jej podaży; inwentaryzacje lokalnych zasobów energetycznych (infrastruktury) i ich potencjału (np. zdolności do dostarczania przyłączy energetycznych); studia wykonalności, biznesplany, dokumenty *due diligence*; dokumentację techniczną oraz projekty budowlane.

Program wsparcia inwestycyjnego zakłada wdrożenie zaawansowanych systemów technicznych i prawnych, promujących usługi energetyczne w najbardziej zaawansowanych społecznościach energetycznych. W ramach wsparcia inwestycyjnego finansowanie obejmie m.in. nowe technologie ukierunkowane na produkcję energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych; infrastrukturę uzupełniającą dla technologii innych niż energia elektryczna; infrastrukturę towarzyszącą (taką jak elementy sieci i liczniki); urządzenia do magazynowania energii oraz oprogramowanie IT do zarządzania społecznością energetyczną czy też optymalizacji zużycia energii. Wdrażanie wsparcia przedinwestycyjnego zostanie zakończone do 30 marca 2025 roku, a realizacja inwestycji do 30 czerwca 2026 roku.

Spośród opisu reform i inwestycji finansowanych **z części pożyczkowej** w ramach komponentu B w zakresie OZE można przykładowo wymienić⁸:

B2.3.1. Budowa morskich farm wiatrowych

Realizacja projektów morskich farm wiatrowych na Bałtyku przyczyni się do stopniowego zwiększania udziału odnawialnych i bezemisyjnych źródeł energii w polskim sektorze energetycznym. W ramach inwestycji wspierane będą projekty związane z budową morskich farm wiatrowych. Morskie farmy wiatrowe przyczy-

⁸ Ibidem.

nią się do stabilizacji pracy sieci elektroenergetycznej poprzez zapewnienie wyższej stabilności wytwarzania energii w porównaniu z innymi rodzajami instalacji OZE, takimi jak fotowoltaika czy lądowe farmy wiatrowe. Całkowita moc znamionowa morskich instalacji wiatrowych zainstalowanych w wyniku realizacji inwestycji wyniesie 1500 MW.

Beneficjenci zostaną wybrani na drodze otwartego, dostępnego dla wszystkich projektów uczestniczących w Fazie I (wsparcie udzielane poza systemem aukcyjnym) i będą podlegać ocenie. Kryteria wyboru projektów obejmą zaawansowanie i gotowość do zakończenia realizacji projektów do 30 czerwca 2026 r., harmonogram realizacji i terminy osiągnięcia zakładanych wskaźników lub moc zainstalowaną w wyniku realizacji projektu (MW). Wdrażanie inwestycji zostanie zakończone do 30 czerwca 2026 roku.

B2.4. Ramy prawne dla rozwoju magazynów energii

Celem reformy jest usunięcie istniejących barier prawnych dla rozwoju technologii magazynowania energii oraz stworzenie stabilnego otoczenia prawnego dla prowadzenia działalności w zakresie takiego magazynowania.

Reforma m.in. zwolni magazynowanie energii elektrycznej z obowiązku taryfowego oraz zlikwiduje podwójne naliczanie opłat sieciowych. Uzależni także obowiązek uzyskania koncesji/wpisu do rejestru od łącznej mocy zainstalowanej magazynów energii elektrycznej, bez względu na ich pojemność. Proponowane ramy taryfowe dla magazynowania będą niedyskryminujące i odzwierciedlające ponoszone koszty. Wdrażanie reformy powinno być zakończone do 30 czerwca 2021 roku.

B2.4.1. Systemy magazynowania energii

Celem inwestycji jest zabezpieczenie ciągłości dostaw do odbiorców oraz zwiększenie efektywności wykorzystania źródeł OZE poprzez inwestycje w technologie ułatwiające bilansowanie energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym. Inwestycja polega na modernizacji istniejącej elektrowni szczytowo-pompowej. Obejmuje dostosowanie instalacji do obecnych i przyszłych potrzeb regulacyjnych i rynkowych celem zapewnienia rentownej pracy elektrowni. Obejmuje również modernizację zbiornika górnego (remont nawierzchni bitumicznej), tuneli górnego ujęcia wody i dalszych ich części oraz co najmniej trzech z czterech hydrogeneratorów. W ramach inwestycji sfinansowany zostanie także zakup oraz instalacja rezerwowych magazynów energii elektrycznej o pojemności 4-5 kWh każdy. Wdrażanie inwestycji zostanie zakończone do 30 czerwca 2026 roku.

B3.4.1. Inwestycje na rzecz zielonej transformacji miast

Celem inwestycji jest m.in. złagodzenie wpływu miast na zmiany klimatu i zdrowie ich mieszkańców, dzięki zmniejszeniu emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń. Cel ten zostanie osiągnięty poprzez projekty inwestycyjne zwiększające wykorzystanie w miastach OZE oraz podnoszące efektywność energetyczną, rozwijające zeroemisyjną infrastrukturę transportową (pieszą, rowerową) zintegrowaną z transportem zbiorowym, a także edukujące i podnoszące świadomość

mieszkańców co do konieczności przekształcania miast w kierunku neutralności klimatycznej, w ramach adaptacji do zmian klimatu. Dla zapewnienia zgodności działania z Wytycznymi Technicznymi Dotyczącymi Zasady DNSH – Nie Czyń Znaczącej Szkody (*DNSH Technical Guidance, 2021/C 58/01*), kryteria kwalifikowalności zawarte w zakresie wymagań i obowiązków dotyczących przyszłych zaproszeń do składania projektów wykluczają następującą listę działań (i) działalność związana z paliwami kopalnymi, w tym ich dalsze wykorzystanie⁹, (ii) działalność w ramach unijnego systemu handlu emisjami (ETS) osiągająca prognozowane emisje gazów cieplarnianych równe lub wyższe niż odpowiednie poziomy odniesienia; (iii) działalność związana ze składowiskami odpadów, spalarniami i zakładami mechaniczno-biologicznego przetwarzania odpadów; oraz (iv) działalność, w której długotrwałe unieszkodliwianie odpadów może powodować szkody dla środowiska. Zakres zadań wymaga ponadto, aby wybierane były tylko te rodzaje działalności, które są zgodne z odpowiednimi przepisami unijnymi i krajowymi dotyczącymi ochrony środowiska.

Wszystkie kontrakty na realizację inwestycji zostaną przyznane do dnia 31 grudnia 2025 roku. Do ich monitorowania ustanowione zostaną odpowiednie wskaźniki produktu i/lub rezultatu.

W podsumowaniu informacji dotyczących KPO warto podkreślić, iż warunkiem wypłaty przez KE środków z KPO (w oparciu o złożony wniosek o płatność okresową) będzie osiągnięcie kamieni milowych i wskaźników ustalonych w KPO¹⁰.

Środki z dodatkowych dochodów z tytułu udziału we wpływach z podatku dochodowego od osób fizycznych, o których mowa w art. 70j. ustawy z dnia 15 września 2022 r. o zmianie ustawy o dochodach jednostek samorządu terytorialnego oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. 2022, poz. 1964).

Zgodnie z treścią art. 70j. cytowanej ustawy JST w celu wsparcia realizacji zadań, w tym (...): **rozwoju odnawialnych źródeł energii** w rozumieniu art. 2 pkt 22 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii¹¹ (Dz. U. 2022, poz. 1378 i 1383), otrzymują w roku 2022 dodatkowe dochody z tytułu udziału we wpływach z podatku dochodowego od osób fizycznych w łącznej wysokości 13 673 000 000 zł, z tego na gminy przypada kwota:

⁹ Z wyjątkiem projektów prowadzonych w ramach tego działania i dotyczących wytwarzania energii elektrycznej i/lub ciepłej, a także związanej z tym infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej, wykorzystujących gaz ziemny, które są zgodne z warunkami określonymi w załączniku III do Wytycznych Technicznych Dotyczących Zasady DNSH – Nie Czyń Znaczącej Szkody (*DNSH Technical Guidance, 2021/C 58/01*).

¹⁰ Każdy z kamieni milowych jest precyzyjnie określony w Aneksie do decyzji implementacyjnej KE.

¹¹ Odnawialne źródło energii – odnawialne, niekopalne źródła energii, obejmujące energię wiatru, energię promieniowania słonecznego, energię aerotermalną, energię geotermalną, energię hydrotermalną, hydroenergię, energię fal, prądów i pływów morskich, energię otrzymywaną z biomasy, biogazu, biogazu rolniczego oraz z biopłynów.

- 1) 5 717 802 281 zł podlegająca podziałowi między gminy do wysokości planowanych na rok 2023 dochodów gmin z tytułu udziału we wpływach z podatku dochodowego od osób fizycznych (por. art. 70j. ust. 3).
- 2) 5 879 827 304 zł podlegająca podziałowi na część przysługującą: gminom, powiatom, województwom, ale proporcjonalnie do wysokości udziału dochodów planowanych na rok 2023 z tytułu udziału we wpływach z podatku dochodowego od osób fizycznych gmin, powiatów i województw w łącznej kwocie dochodów wszystkich jednostek samorządu terytorialnego z tego tytułu (por. art. 70j. ust. 4). Kwotę w ten sposób wyliczoną przysługującą gminom rozdziela się między te gminy, dla których kwota obliczona w sposób określony w ust. 3 jest niższa od 2 888 418,57 zł, w celu zapewnienia gminom dodatkowych dochodów z tytułu udziału we wpływach z podatku dochodowego od osób fizycznych w wysokości nie niższej niż 2 888 418,57 zł (por. art. 70j. ust. 5).

Środki dla gmin z dodatkowych dochodów z tytułu udziału we wpływach z podatku dochodowego od osób fizycznych minister właściwy do spraw finansów publicznych przekaze do dnia 31 grudnia 2022 roku, przy czym dochody te mogą być przekazane w ratach.

Zgodnie z treścią art. 70k.ust. 1 JST, w tym gmina w latach 2022–2027 jest obowiązana do przeznaczenia na zadania z zakresu poprawy efektywności energetycznej, rozwoju odnawialnych źródeł energii oraz ograniczenia kosztów zakupu ciepła lub energii ponoszonych przez odbiorców wydatków w kwocie nie mniejszej niż równowartość 15% kwot otrzymanych w roku 2022 dodatkowych dochodów z tytułu udziału we wpływach z podatku dochodowego od osób fizycznych, o których mowa w art. 70j.

Trzeba podkreślić, że jeżeli gmina przeznaczy na finansowanie zadań, o których mowa w art. 70k.ust. 1 cytowanej ustawy, wydatki w kwocie mniejszej niż równowartość 15% kwoty dodatkowych dochodów, o których mowa w art. 70j, to w roku 2029 nie otrzyma środków z rezerw subwencji ogólnej. Żeby móc ocenić spełnienie tego kryterium, gmina ma złożyć do właściwego wojewody, w terminie do dnia 31 marca 2028 roku, informację o wysokości wydatków przeznaczonych na zadania, o których mowa w art. 70k. ust. 1, pod rygorem braku możliwości otrzymania środków z rezerw subwencji ogólnej.

Zwrotne środki pozyskane z rynku

Zwrotne środki pozyskane z rynku przez JST na rozwój OZE to m.in. pożyczki oferowane przez szerokie spektrum podmiotów. Typowe elementy treściowe oferty pożyczkowej zawarto w Tabeli 3 na przykładzie oferty BGK – Pożyczka na produkcję i dystrybucję energii ze źródeł odnawialnych z projektu Inwestycje, Innowacje, Energetyka dla województwa dolnośląskiego/Pożyczka na produkcję i dystrybucję energii ze źródeł odnawialnych.

Tabela 3. Elementy treści oferty pożyczkowej na OZE – przykład BGK

Warunek przyznania pożyczki	Opis warunku
Dane ogólne	1) inwestycja realizowana na terenie województwa dolnośląskiego, 2) finansowanie od 100 tys. do 10 mln zł, 3) na warunkach preferencyjnych lub rynkowych, 4) oprocentowanie od 0,5% w skali roku, 5) okres spłaty: do 15 lat, 6) karencja w spłacie: do 12 miesięcy.
Przeznaczenie	Zwiększenie poziomu produkcji energii ze źródeł odnawialnych. Finansowanie przeznaczone jest m.in. dla: jednostek organizacyjnych JST, jednostek sektora finansów publicznych – innych niż wymienione powyżej, a także dla przedsiębiorstw energetycznych MŚP, przedsiębiorstw społecznych, organizacji pozarządowych, klastrów energii, spółdzielni mieszkaniowych i wspólnot mieszkaniowych, товариств будownицтва społecznego, grup producentów rolnych, jednostek naukowych, uczelni/szkół wyższych ich związków i porozumień, organów administracji rządowej w zakresie związanym z prowadzeniem szkół, PGL Lasów Państwowych i jego jednostek organizacyjnych, kościołów, związków wyznaniowych oraz osób prawnych kościołów i związków wyznaniowych, Państwowego Gospodarstwa Wodnego Wód Polskich, Lokalnych Grup Działania.
Cel finansowania	Finansowanie inwestycji prowadzących do zwiększenia poziomu energii ze źródeł odnawialnych m.in. w: produkcję energii elektrycznej i/lub ciepłej (wraz z podłączeniem tych źródeł do sieci dystrybucyjnej/przesyłowej), polegającej na budowie oraz modernizacji (w tym zakupie niezbędnych urządzeń) infrastruktury służącej wytwarzaniu energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych (w tym mikroinstalacji), takich jak: 1) energia wiatru (poniżej 5 MWe), 2) energia promieniowania słonecznego (poniżej 2 MWe/MWth), 3) biomasa (poniżej 5 MWth/MWe), 4) biogaz (poniżej 1 MWe), 5) energia spadku wody – wyłącznie na już istniejących budowlach piętrzących lub wyposażonych w hydroelektrownie, przy jednoczesnym zapewnieniu pełnej drożności budowli dla przemieszczeń fauny wodnej (poniżej 5 MWe), 6) energia geotermalna (poniżej 2 MWth).
Obwarowania	Przedsięwzięcia finansowane z pożyczki muszą: 1) uwzględniać ograniczenia wynikające z planowania przestrzennego na wszystkich szczeblach (krajowy, wojewódzki, lokalny) oraz muszą być powiązane z lokalizacją poszczególnych rodzajów odnawialnych źródeł energii (OZE) i ich potencjalnym wpływem na środowisko naturalne; 2) wpisywać się w aspekty dotyczące umiejscowienia inwestycji przy uwzględnieniu występowania na danym obszarze form ochrony przyrody, w tym obszarów Natura 2000, występowania obszarów cennych przyrodniczo, w tym miejsc cennych dla ptaków w okresie lęgowym i podczas wędrówki, występowania korytarzy migracji zwierząt, warunków hydrologicznych, wymogów ochrony zabytków i krajobrazu, ograniczeń związanych z ochroną bioróżnorodności oraz ochrony akustycznej;

Obwarowania	3) być zgodne z opracowanymi programami dotyczącymi ochrony powietrza (tam, gdzie istnieje konieczność opracowywania takich programów), aby zapewnić zgodność z wymogami Dyrektywy w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych; 4) podlegać ocenie w zakresie efektywności kosztowej (w tym najlepszego stosunku wielkości środków unijnych przeznaczonych na uzyskanie 1 MWh energii lub 1 MW mocy zainstalowanej wynikającej z budowy danej instalacji), osiągniętych efektów wpisujących się w cele Osi priorytetowej oraz innych osiągniętych rezultatów w stosunku do planowanych nakładów finansowych (np. wielkość redukcji CO₂).
Ograniczenia w finansowaniu	Środki z pożyczki nie mogą być przeznaczone na przedsięwzięcia inwestycyjne: 1) mające na celu produkcję energii elektrycznej i/lub ciepłej ze źródeł w układzie wysokosprawnej kogeneracji i trigeneracji; 2) opierające się o energię spadku wody, a polegające na budowaniu nowych obiektów piętrzących oraz projekty niezgodne z Ramową Dyrektywą Wodną; 3) mające na celu produkcję energii elektrycznej i/lub ciepłej z biomasy niezgodne z Programami Ochrony Powietrza; 4) dotyczące produkcji biopaliw z roślin spożywczych oraz biopaliw, które nie spełniają kryteriów zrównoważonego rozwoju określonych w art. 17 dyrektywy 2009/28/WE. 5) refinansowanie Inwestycji, które w dniu podjęcia decyzji inwestycyjnej zostały fizycznie ukończone lub w pełni wdrożone; 6) refinansowanie jakichkolwiek pożyczek, kredytów lub rat leasingowych; 7) spłatę zobowiązań publicznoprawnych Ostatecznego Odbiorcy; 8) finansowanie wydatków niezwiązanych bezpośrednio z Celem inwestycji; 9) finansowanie wydatków pokrytych uprzednio ze środków EFSI, z innych funduszy, programów, środków i instrumentów Unii Europejskiej lub innych źródeł pomocy krajowej lub zagranicznej; 10) prefinansowanie wydatków, na które otrzymano dofinansowanie w formie dotacji lub pomocy zwrotnej; 11) finansowanie, z Wkładu Funduszu Funduszy, zakupu gruntów niezabudowanych i zabudowanych powyżej wysokości 10% Wkładu Funduszu Funduszy wypłaconego na rzecz Ostatecznego Odbiorcy; 12) mające na celu produkcję energii elektrycznej i/lub ciepłej ze źródeł w układzie wysokosprawnej kogeneracji i trigeneracji; 13) opierające się o energię spadku wody, a polegające na budowaniu nowych obiektów piętrzących oraz projekty niezgodne z Ramową Dyrektywą Wodną; 14) mające na celu produkcję energii elektrycznej i/lub ciepłej z biomasy niezgodne z Programami Ochrony Powietrza; 15) dotyczące produkcji biopaliw z roślin spożywczych oraz biopaliw, które nie spełniają kryteriów zrównoważonego rozwoju określonych w art. 17 dyrektywy 2009/28/WE; 16) refinansowanie Inwestycji, które w dniu podjęcia decyzji inwestycyjnej zostały fizycznie ukończone lub w pełni wdrożone; 17) refinansowanie jakichkolwiek pożyczek, kredytów lub rat leasingowych; 18) spłatę zobowiązań publicznoprawnych Ostatecznego Odbiorcy; 19) finansowanie wydatków niezwiązanych bezpośrednio z Celem inwestycji; 20) finansowanie wydatków pokrytych uprzednio ze środków EFSI, z innych funduszy, programów, środków i instrumentów Unii Europejskiej lub innych źródeł pomocy krajowej lub zagranicznej;

Ograniczenia w finansowaniu	21) prefinansowanie wydatków, na które otrzymano dofinansowanie w formie dotacji lub pomocy zwrotnej; 22) finansowanie z Wkładu Funduszu Funduszy zakupu gruntów niezabudowanych i zabudowanych powyżej wysokości 10% Wkładu Funduszu Funduszy wypłaconego na rzecz Ostatecznego Odbiorcy; 23) pokrywanie bieżących kosztów prowadzenia działalności.
-----------------------------	---

Źródło: Na podstawie danych ze strony BGK – <https://www.bgk.pl/samorzady/efektywnosc-energetyczna-i-oze/pozyczka-na-produkcje-i-dystrybucje-energii-ze-zrodel-odnawialnych-z-projektu-inwestycje-innowacje-energetyka-dla-województwa-dolnoslaskiego/> [dostęp: 27.09.2022].

Należy przypomnieć, iż przy wyborze zwrotnych instrumentów finansowych (w tym na rozwój OZE) JST muszą przestrzegać relacji z art. 243 ustawy o finansach publicznych z 2009 r.

5.2. Konflikty społeczne i sposoby ich rozwiązywania w aspekcie rozwoju OZE

Zainteresowanie i nastawienie społeczne względem alternatywnych źródeł energii jest istotnym czynnikiem rozwoju i upowszechniania energetyki (w tym OZE) w Polsce. Takie wskaźniki jak poziom wiedzy społeczeństwa na temat OZE, profil społeczny prosumentów, czy motywów indywidualnych nabywców OZE są bardzo ważne w identyfikacji barier bądź motywatorów inwestowania w odnawialne źródła energii. W tym sensie istotne znaczenie mają postawy i nastawienie związane z transformacją energetyczną. Poznanie nastawienia społeczności lokalnych, poziomu ich wiedzy czy nawet powielania nieprawdziwych przekonań może być istotne w podejmowaniu szeroko rozumianych działań na rzecz inwestowania w OZE. Świadomość społeczna przyczynia się do inicjowania konkretnych działań (np. zakładania klastrów energii), a właściwy stosunek społeczny do polityki klimatycznej w znacznej mierze decyduje o sukcesie podejmowanych działań¹. Reforma po 1989 roku dała możliwość oraz prawo samorządom terytorialnym do decydowania o kosztach i kierunkach procesów rozwojowych, w imieniu i uwzględniając interesy mieszkańców, jak również ich prawo do informacji o planowanych zamierzeniach². Właściwa współpraca w różnych zakresach między władzami danego regionu a jego mieszkańcami jest bardzo istotna, ponieważ, gdy jej nie ma, jest wielce prawdopodobne, że będzie dochodziło do konfliktów.

Konflikt jest zjawiskiem dość powszechnych i nieuchronnym, ponieważ stanowi jedną z podstawowych form oddziaływania na siebie różnych jednostek. Konflikty pojawiają się na wszystkich płaszczyznach życia społecznego, zarówno pomiędzy jednostkami, grupami, organizacjami, jak i państwami. Konflikty społeczne znajdują się w polu zainteresowania specjalistów z różnych dyscyplin naukowych, co wiąże się z różnym podejściem do tego zagadnienia. R. Dahrendorf definiował konflikt jako

¹ D. Micek, *Společno-kulturowe uwarunkowania rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce. Raport z analizy danych zastanych*, s. 4 – www.er.agh.edu.pl (2020).

² A. Lorek, *Ocena relacji społecznych i środowiskowych między administracją samorządową a społecznością lokalną w wybranych województwach*, „OPTIMUN. Studia Ekonomiczne” 2016, nr 6 (84), s. 111.

„relacje między zbiorami jednostek, w których istnieje jakaś niezgodność i różnicowanie celów, co polega na pragnieniu, aby uzyskać to, co jest dostępne tylko dla jednego z nich lub dostępne tylko częściowo – w tym sensie są relacjami konfliktu społecznego”³. Szerokie ujęcie konfliktu zostało przedstawione przez M. Deutscha, który stwierdza, że „konflikt istnieje wszędzie tam, gdzie pojawiają się sprzeczne dążenia lub czynności. Sprzeczności te mogą pojawiać się bądź w postaci napięć wewnętrznych, bądź rywalizacji między osobami lub grupami osób o określone dobra i wartości”⁴. Natomiast zdaniem A. Pocztowskiego konflikt oznacza „sytuację społeczną, w której dochodzi do zetknięcia się sprzecznych interesów, postaw oraz wartości jednostek lub grup funkcjonalnych w obrębie organizacji, których skutkiem są określone ich zachowania”⁵. Konfliktem można nazwać proces, „w którym jednostka bądź grupa dąży do zrealizowania własnych celów (zaspokojenia potrzeb, realizacji interesów), przez wyeliminowanie, podporządkowanie sobie lub zniszczenie jednostki lub grupy dążącej do celów podobnych lub identycznych”⁶. Konflikt to „każda sytuacja, której źródła tkwiące w człowieku lub w jego otoczeniu wzbudzają w nim silne napięcie i motywują go do zachowań mających na celu usunięcie tego stanu poprzez: zmianę danej sytuacji, albo przystosowanie się do niej, albo uniezależnienie się do niej”⁷. Niejednokrotnie konflikt kojarzony jest z zetknięciem się sprzecznych dążeń, niezgodnością interesów, poglądów, sporem, zatargiem, jak również ze strategią, taktyką czy walką⁸. Konflikt społeczny to walka ludzi reprezentujących odmienne wartości lub walka o dostęp do statusu, władzy bądź ograniczonych dóbr, w której to walce celem pozostających w konflikcie stron jest nie tylko osiągnięcie pożądaných wartości, lecz także zneutralizowanie, ograniczenie lub wyeliminowanie przeciwników⁹.

W kontekście społeczności lokalnych można też mówić o konfliktach ekologicznych, które są szczególną odmianą konfliktów społecznych. Konflikty ekologiczne są związane z użytkowaniem środowiska, wykorzystaniem jego zasobów, w tym ograniczonej przestrzeni, jak również szkodliwego oddziaływania na jego jakość. Potencjalnym obszarem konfliktowym mogą być również pewne rodzaje zamierzeń inwestycyjnych, które mają być realizowane na danym terytorium, czy to przez podmioty publiczne, czy przez prywatne. Tego rodzaju konflikty lokalne najczęściej są wyrażane przez protesty okolicznych mieszkańców przeciwko lokalizacji pewnych obiektów (np. budowa biogazowni) w ich bezpośrednim sąsiedztwie

³ R. Dahrendorf, *Class and Class Conflict in Industrial Society*, Routledge & Kegan Paul, Londyn 1959, s. 135.

⁴ M. Deutsch, *The Resolution of Conflict. Constructive and Destructive Processes*, Yale University Press, New Haven–Londyn 1977, s. 12–14.

⁵ A. Pocztowski, *Zarządzanie zasobami ludzkimi*, PWE, Warszawa 2007, s. 391.

⁶ J. Szczepański, *Elementarne pojęcia socjologii*, PWN, Warszawa 1970 s. 484.

⁷ M. Holstein-Beck, *Konflikty*, Wydawnictwo Związkowe, Warszawa 1983, s. 212 i 213.

⁸ J. Penc, *Kreowanie zachowań w organizacji*, Agencja Wydawnicza Placet, Warszawa 2001, s. 124.

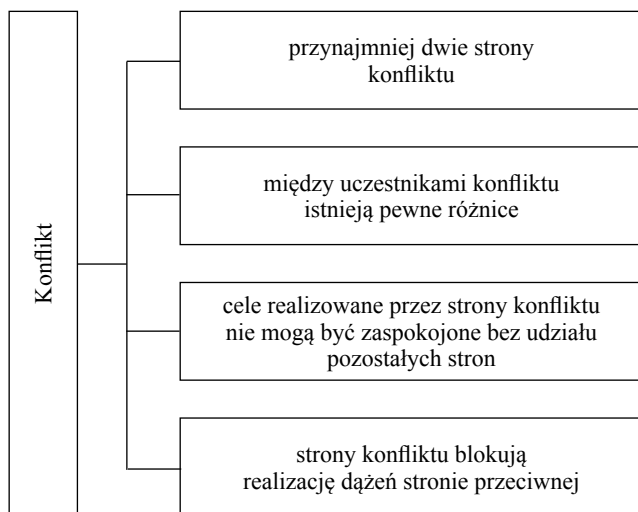
⁹ H. Białyszewski, *Teoretyczne problemy sprzeczności i konfliktów społecznych*, PWN, Warszawa 1983, s. 35.

i wiąże się z rozpoznaniem zagrożenia swoich interesów przez jednostki bądź grupy. Konflikty takie mogą przedłużać się w czasie, a tym samym generować wydatki z różnego tytułu, np. koszty sporządzania dodatkowych ekspertyz, koszty procesów sądowych, jak również w sensie „kosztów utraconych możliwości” (związanych z zamrożeniem budowy)¹⁰.

Przytaczając wyniki badań A. Lorek¹¹, odnośnie do inwestycji w OZE w gminach województw: podlaskiego, wielkopolskiego oraz śląskiego, stwierdzono, iż są to inwestycje budzące protesty społeczne (ponad 36% władz lokalnych przyznało, że na ich obszarze takie protesty miały miejsce). Najczęściej protesty społeczne występowały w województwie wielkopolskim (w ponad 56% gmin), natomiast w mniejszym stopniu w podlaskim (35% respondentów), najrzadziej w województwie śląskim (16,7% gmin). Zarówno województwo wielkopolskie, jak i podlaskie są regionami o dość dobrze rozwiniętym rolnictwie, a co się z tym wiąże, o istotnym potencjale rozwoju biogazowni rolniczych, które są określane jako obiekty budzące duże kontrowersje wśród mieszkańców danej społeczności.

Podsumowując ujęcie definicyjne konfliktu, należy stwierdzić, iż każdy konflikt jest to sytuacja trudna, w której uczestniczą przynajmniej dwie strony. Między stronami istnieje współzależność, gdyż zaspokojenie różnych celów nie może odbyć się bez udziału wszystkich stron. Elementy te należy uznać za cechy konfliktu. W bardziej obrazowy sposób przedstawiono to na Rysunku 1.

Rysunek 1. Cechy konfliktu



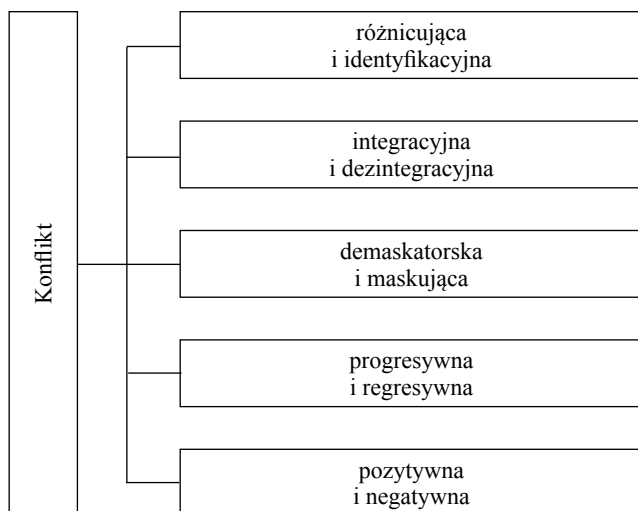
Źródło: Opracowanie własne.

¹⁰ A. Lorek, *Ocena relacji społecznych i środowiskowych...*, op. cit., s. 113.

¹¹ Ibidem, s. 114.

Rozpatrując konflikty jako zjawisko społeczne, należy wskazać, iż pełnią one różne funkcje: różnicującą i identyfikacyjną, integracyjną i dezintegracyjną, demaskatorską i maskującą, progresywną i regresywną, pozytywną i negatywną¹².

Rysunek 2. Funkcje konfliktu



Źródło: Opracowanie własne.

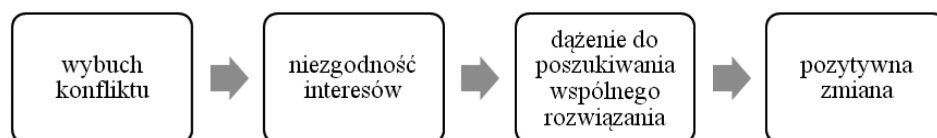
Funkcja różnicująca i identyfikująca z jednej strony polega na tym, że społeczność, w której wybuchł konflikt, ulega podziałowi na różne grupy, które mają odmienne zdanie w sprawie tego konfliktu. Natomiast z drugiej strony, konflikty powodują opowiedzenie się po którejś ze stron, powodując identyfikowanie się z nią, a tym samym zajęcie wspólnego stanowiska i przeciwstawianie się stronie przeciwnej. Funkcja integracyjna polega na poczuciu solidarności grupowej, wzroście dyscypliny organizacyjnej. Natomiast dezintegracyjna skupia się na występowaniu jednostek z różnych struktur. Kolejna funkcja, demaskatorska koncentruje się na wskazywaniu na pewne mankamenty życia społecznego. Natomiast zadaniem funkcji maskującej jest wykorzystywanie jednych konfliktów do odwrócenia uwagi od innych, ważniejszych rzeczy, tak aby nie wyszły na jaw i w ten sposób były ukryte przed opinią publiczną. Celem funkcji progresywnej jest dążenie do przeobrażeń postępowych, które powinny być wykorzystywane w celach poprawy jakości życia społeczności różnych regionów.

Przeciwieństwem funkcji progresywnej jest funkcja regresywna, polegająca na doprowadzeniu do przeobrażeń wstecznych, potocznie mówiąc „cofania się”.

¹² J. Sztumski, *Konflikty społeczne i negocjacje jako sposoby ich przewycięzania*, WWZPCz, Częstochowa 2000, s. 62.

Omówienie funkcji pozytywnej i negatywnej wymaga nieco szerszego spojrzenia. Pojawiający się konflikt nie zawsze oznacza coś złego, może być okazją do pozytywnych zmian, które nie dokonałyby się, gdyby nie doszło do konfliktu. Jednak lekceważony i zaniedbany konflikt (źle zarządzany) może negatywnie wpływać na relacje uczestniczących w nim stron oraz ich otoczenie. W tym ujęciu można mówić o destrukcyjnym i konstruktywnym wpływie konfliktu na relacje społeczne. Ujęcie destrukcyjne polega na wrogim nastawieniu do innych, budzi lęk i frustrację. Pojawia się przekonanie, że ktoś musi ten konflikt wygrać, a ktoś przegrać. Relację stron konfliktu ulegają pogorszeniu, pojawia się stres, negatywne emocje i agresja. Natomiast ujęcie konstruktywne koncentruje się na wzajemnym szacunku, dążeniu do poszukiwania rozwiązań, których celem jest zaspokojenie potrzeb obydwu stron.

Rysunek 3. Konstruktywna rola konfliktu



Źródło: Opracowanie własne.

Odnawialne źródła energii zazwyczaj spotykają się z akceptacją opinii publicznej, bo większość z nas zdaje sobie sprawę, że ich rozwój jest konieczny i bezdyskusyjny, szczególnie w kontekście odejścia od kopalnych źródeł energii. Niekiedy ta pozorna akceptacja kłóci się ze stanem faktycznym, w momencie gdy dochodzi o realizacji konkretnego projektu związanego z OZE, na przykład na terenie jakiejś gminy bądź w jej bezpośrednim sąsiedztwie. W konsekwencji prowadzi to do konfliktu, który doczekał się nawet określenia „NIMBY” (ang. *not in my backyard* – nie na moim ogródku, podwórku). Konflikty te charakteryzują postawę pewnej grupy interesariuszy, wyrażającą opór wobec lokalizacji na danym terenie inwestycji zagrażających interesom określonych grup, najczęściej mieszkańców¹³.

Akceptacja w stosunku do konkretnych projektów związanych z OZE jest uzależniona od cech bezpośredniego sąsiedztwa, w którym ma być realizowana. Wpływają na nią indywidualne czynniki i postawy społeczności lokalnych. Część z tych czynników można wyeliminować na wczesnym etapie i podjąć działania prewencyjne, zapobiegające powstawaniu konfliktów. Należy stwierdzić, iż konflikty mają różnorodną przyczynę i można wskazać na kilka rodzajów konfliktów ze względu na źródło ich powstania. Odnosząc się do OZE, konflikty mogą rozgrywać się na różnych poziomach, a co za tym idzie wymagają odmiennych sposobów podejścia. Wśród takich konfliktów wymienia się:

¹³ M. Strzałkowski, J. Suchomska, *Konflikty w przestrzeni i przestrzeń dla konfliktu: wpływ partycypacji społecznej na spory w przestrzeni publicznej*. „Dyskurs&Dialog” 2019/2, s. 11.

- konflikty interesów,
- konflikty wartości,
- konflikty procesów,
- konflikty podziału,
- konflikty metod,
- konflikty relacji¹⁴.

Konflikty interesów, inaczej mogą być określane jako konflikty celów, dotyczą interesów rzeczowych, proceduralnych czy psychologicznych. Najczęściej jest to związane z zablokowaniem realizacji potrzeb, inwestycji, gdyż grupy współzależne często mają odmienne stanowiska w danej sprawie. Dzieje się to wtedy, gdy jedna strona dąży do zaspokojenia swoich potrzeb kosztem drugiej strony. Przykładem może być budowa biogazowni czy farmy wiatrowej, gdyż wpłynie ona, a wręcz wyklucza zachowanie pierwotnego krajobrazu.

Konflikty wartości dotyczą odmiennych systemów wartości reprezentowanych przez strony, różnorodnych interpretacji między interesami gospodarczymi, ekonomicznymi, etycznymi a ochroną przyrody. Konflikty tego rodzaju powinny być poparte rzeczową dyskusją, pozbawioną emocjonalnego podejścia. Strony wzajemnie powinny się wysłuchać i wszelkie wątpliwości i zarzuty ze strony przeciwnej powinny być brane pod uwagę, a tym samym być uwzględnione w planowaniu przyszłych działań.

Konflikty procesów powstają w momencie realizacji już konkretnych projektów. Ich przyczynami najczęściej są nieprzejrzyste przepisy, decyzje, które zostały podjęte bez konsultacji ze wszystkimi stronami biorącymi udział w realizacji projektu. Dlatego bardzo ważnym elementem jest właściwe komunikowanie się stron.

Konflikty podziału, jak sama nazwa wskazuje powstają z poczucia niesprawiedliwego podziału korzyści wynikających z realizacji projektu. Zasadniczo dzieje się to wtedy, gdy im mniej ludzi czerpie korzyści z projektu, tym wyższe prawdopodobieństwo wystąpienia konfliktu. Może również dojść do zaostrzenia sytuacji, kiedy z projektu powstają różnego rodzaju przeszkody i utrudnienia dla ogółu społeczności.

Konflikty metod koncentrują się na konkretnych działaniach dotyczących jakiegoś obszaru projektu, najczęściej elementów technicznych. Najistotniejszym elementem w sytuacji konfliktowej jest właściwe wyjaśnienie podejmowanych działań i w konsekwencji przekonanie o ich skuteczności oraz konieczności.

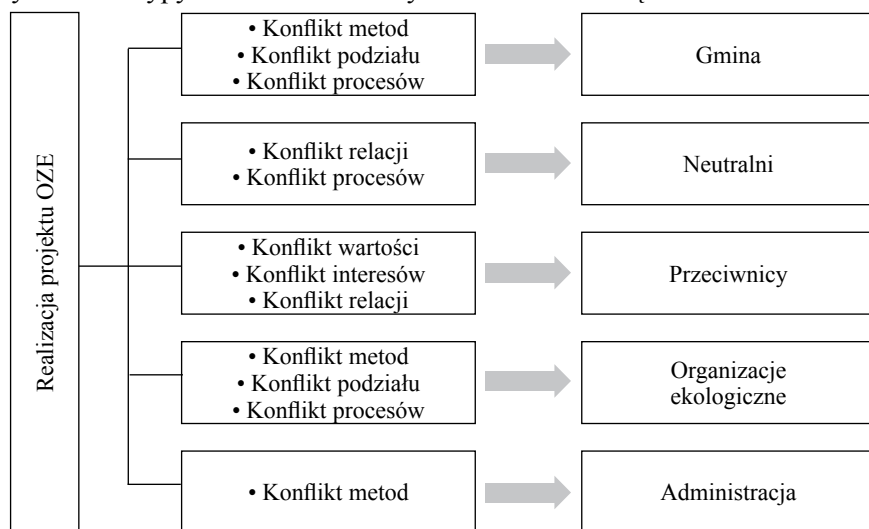
Konflikty relacji wyrażają się negatywnym stosunkiem do strony przeciwnej. Nie koncentrują się one na kwestiach merytorycznych, lecz rozgrywają się na płaszczyźnie interpersonalnej. Często może to być wynik błędnego postrzegania danej sytuacji, złej komunikacji, istniejących uprzedzeń i stereotypów. W tego rodzaju

¹⁴ M. Reichel, J. Muszyński, *Akceptacja dla OZE. Podręcznik dobrych praktyk bezkonfliktowego rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce i Niemczech*, s. 11–13 – www.dreberis.com

konfliktach pojawiają się negatywne emocje, a nawet odwetowe zachowanie. Wskazane jest, aby (jeśli to możliwe) nie dochodziło na tym poziomie do konfliktów, ponieważ powrót do właściwych relacji jest możliwe tylko i wyłącznie w wyniku wyraźnego wysiłku obu stron¹⁵.

Biorąc pod uwagę różnorodność konfliktów nie jest możliwe stworzenie kategoryzacji konfliktów. Wyżej wymienione przykłady konfliktów często się wzajemnie przenikają, są ze sobą powiązane i zależne od siebie. Jednak nie ma takiej potrzeby, aby dokonywać przyporządkowania poszczególnych konfliktów do grup społecznych. Kategoryzacja ta służy jedynie temu, aby pokazać złożoność pojęcia i umożliwić szersze spojrzenie na to zagadnienie. Na poniższym rysunku zostały przedstawione przyczyny konfliktów związanych z odnawialnymi źródłami energii oraz strony biorące udział w konflikcie¹⁶.

Rysunek 4. Typy konfliktów i strony w nim uczestniczące



Źródło: M. Reichel, J. Muszyński, *Akceptacja dla OZE. Podręcznik dobrych praktyk bezkonfliktowego rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce i Niemczech*, s. 12. – www.dreberis.com

Niezależnie od sposobu postrzegania konfliktu przez strony biorące w nim udział zazwyczaj jest on związany z pewnym dyskomfortem dla jego uczestników. Odnosząc się do rysunku 4, należy pokrótce scharakteryzować poszczególne strony konfliktu, które mogą uczestniczyć w realizacji projektów związanych z energią odnawialną.

¹⁵ U. Kałużna-Drewińska, *Negocjacje w biznesie. Kluczowe problemy*, Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej im. Oskara Langego we Wrocławiu, Wrocław 2006, s. 64–65 i M. Reichel, J. Muszyński, *Akceptacja dla OZE...*, op. cit., s. 10–11.

¹⁶ M. Reichel, J. Muszyński, *Akceptacja dla OZE...*, op. cit., s. 11.

Gmina swym zasięgiem obejmuje wszystkich mieszkańców, których w mniejszym bądź większym zakresie dotyczy projekt OZE. Do tej grupy należą zarówno zwolennicy, przeciwnicy, jak i mieszkańcy gminy, którzy są neutralni względem projektu. Szczególnie zwolennicy i przeciwnicy są zagrożeni powstaniem konfliktu, gdyż ich spostrzeżenia związane z inwestycjami w OZE mogą się znacznie różnić.

Tak zwani neutralni jest to grupa, która w danym momencie nie wyrobiła sobie zdania na temat projektu. Nie są to ani zwolennicy, ani przeciwnicy. Mieszkańcy zaliczani do osób neutralnych stanowią zazwyczaj dużą część społeczności lokalnej, a zadaniem władz lokalnych powinna być chęć pozyskania ich jako zwolenników. W tym celu mogą być podejmowane działania informacyjne w formie różnych spotkań.

Przeciwnicy natomiast są to osoby, które z góry są negatywnie nastawione do wszelkich projektów OZE. Charakteryzuje ich chęć wyrażania swojej negatywnej postawy, organizowania sprzeciwów, protestów itp.

W projektach OZE nie mogą być pomijane organizacje ekologiczne, ponieważ czuwają one, aby realizacja zadań przebiegała w oparciu o przepisy dotyczące ochrony środowiska. Jest to szczególnie istotne, aby nie doszło do eskalacji konfliktów ekologicznych.

Na administrację składają się wszystkie urzędy, których zadaniem jest wydawanie pozwoleń administracyjno-prawny. Oczywisty jest fakt, że zanim podejmie się działania realizujące projekt OZE, na wstępie trzeba zdobyć wszystkie niezbędne dokumenty, pozwolenia.

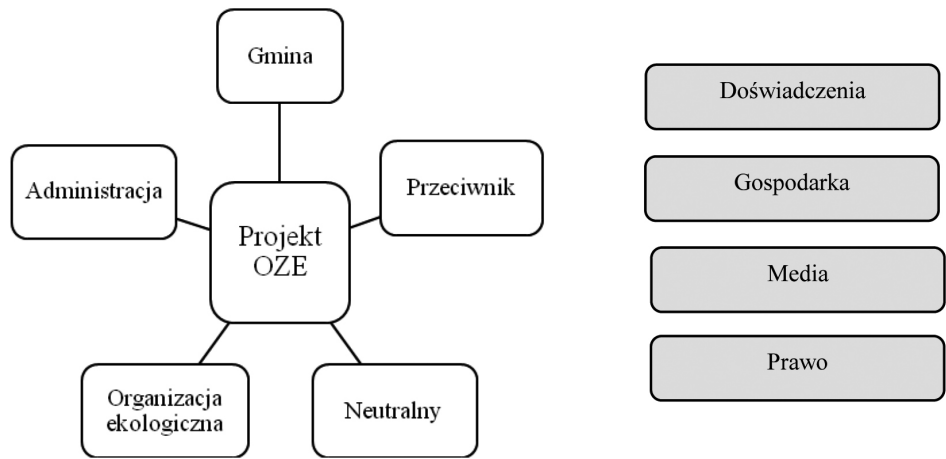
Wpływ na strony, które są zainteresowane bądź nie projektem OZE, mają czynniki zewnętrzne. Wśród najczęściej wymienianych czynników zewnętrznych są m.in.: miejscowy system prawny, gałęzie miejscowej gospodarki oraz jej udziałowcy, sektor turystyczny, media, a przede wszystkich dotychczasowe doświadczenia gmin, regionów czy krajów w realizację porównywalnych projektów¹⁷. Czynniki te mogą być niejednokrotnie przyczyną powstawania konfliktów między stronami. Jednak należy pamiętać, iż konflikty mogą przebiegać w sposób pozytywny bądź negatywny. Konflikt nie jest tylko negatywnym czynnikiem, których dzieli społeczność lokalną na zwolenników i na przeciwników danego przedsięwzięcia. Może on również pełnić funkcję integrującą, przyczyniać się do utrzymania więzi społecznych, a tym samym zapobiegać występowaniu z nich członków¹⁸. W bardziej obrazowy sposób przedstawiono to na Rysunku 5.

Sytuacje konfliktowe, które pojawiają się na różnych polach życia społecznego, można określić jako jedyne w swoim rodzaju. Dlatego też jest niezmiernie trudno znaleźć jedno uniwersalne rozwiązanie pojawiających się sytuacji konfliktowych. Sposoby rozwiązywania konfliktów muszą być dostosowane między innymi do:

¹⁷ Ibidem, s. 13.

¹⁸ J.H. Turner, *Struktura teorii socjologicznej*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2005, s. 195.

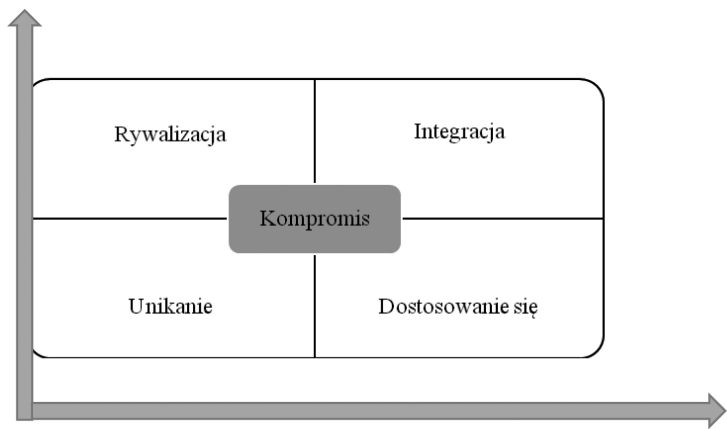
Rysunek 5. Strony uczestniczące w realizacji projektu OZE i mające na niego wpływ czynniki zewnętrzne



Źródło: M. Reichel, J. Muszyński, *Akceptacja dla OZE...*, op. cit., s. 13.

sytuacji, potrzeb, stron biorących udział w konflikcie itp., czyli muszą być różnorodne i obejmować swym zasięgiem wiele różnych aspektów. W zależności, co dana strona chce osiągnąć, można zastosować następujące sposoby rozwiązywania konfliktów: rywalizację, integrację (współpraca), kompromis, unikanie sporu oraz dostosowanie się¹⁹.

Rysunek 6. Sposoby rozwiązywania konfliktów



Źródło: J. Penc, *Kreowanie zachowań w organizacji*, Agencja Wydawnicza Placet, Warszawa 2001, s. 143.

¹⁹ R. Błaut, *Skuteczne negocjacje. Centrum informacji menedżera*, Warszawa 1994, s. 7.

Rywalizacja (konfrontacja, współzawodnictwo, otwarty spór, walka) – jest to jedyna sytuacja, w której musi być jasno określone, kto jest zwycięzcą, a kto jest przegranym. Strony uczestniczące w konflikcie za wszelką cenę będą dążyły do realizacji swoich założonych celów. Nawet w sytuacji, gdy będą musiały poświęcić coś, co jest dla nich korzystne, tylko po to, aby pokonać przeciwnika. Może to doprowadzić do sytuacji, że konflikt nie zostanie rozwiązany, ponieważ strony nie chcą dość do porozumienia.

Integracja (współpraca) – jest to sytuacja, w której reprezentujący odmienne poglądy będą dążyli do porozumienia, do szukania rozwiązania satysfakcjonującego obydwie strony. Zdarza się tak, że strony będą musiały z czegoś zrezygnować, co mogłoby wydawać się porażką, ale w dłuższej perspektywie strategii oparte na współpracy przynoszą korzyści, nawet z punktu widzenia kolejnych potencjalnych konfliktów. W takiej sytuacji strony będą chętniej dążyły do uniknięcia zachowań destrukcyjnych.

Kompromis (zgoda) – powszechnie uważa się, że kompromis jest sytuacją będącą jedyną i najbardziej sprawiedliwą w rozwiązywaniu kwestii spornych między stronami. Nie zawsze jednak jest to właściwe stanowisko, ponieważ kompromis opiera się na założeniu, że każda ze stron częściowo korzysta i częściowo traci, jeśli chodzi o realizację swoich celów. Wiąże się to z tym, że strony nie mają pełnej satysfakcji z osiągniętych efektów. Zdarzają się sytuacje, że po zawarciu kompromisu strony decydują się na tzw. renegeację, które polegają na powrocie do otwartego konfliktu, pomimo wcześniej zawartego porozumienia. Jest to skuteczne, gdy konflikt dotyka wiele obszarów o różnym poziomie ważności dla stron konfliktu. Daje to możliwość rezygnacji z mniej istotnych kwestii dla jednej ze stron. Można więc uznać, że kompromis jest „raczej mechanicznym wypośrodkowaniem różnic między ostatecznymi stanowiskami niż starannie wypracowanym rozwiązaniem, umożliwiającym realizację uzasadnionych interesów obu stron”²⁰.

Unikanie sporu (wycofanie się ze sporu) – polega przede wszystkim na niepodjęciu żadnych aktywnych działań, a strony uczestniczące w konflikcie liczą na samoistne wygaśnięcie sporu. Celem takiego działania jest upokorzenie przeciwnika, z którym wiąże się już nie tylko rezygnacja z własnych interesów, lecz często świadome ponoszenie strat.

Dostosowanie się (uległość) – zdarza się nieraz tak, że jedna ze stron uczestniczących w konflikcie poddaje się i zgadza się na warunki proponowane przez drugą, dla „świętego spokoju”. Taki sposób rozwiązywania kwestii spornych jest dobry, ale w błahych sprawach. Ciągłe uleganie drugiej stronie niesie za sobą zagrożenie przyzwyczajenia się jej do tego, że zawsze osiągnie założone cele kosztem drugiej

²⁰ R. Fisher, W. Ury, *Dochodząc do TAK. Negocjowanie bez poddawania się*, Warszawa PWE 1990, s. 82.

strony. Może to doprowadzić do eskalacji żądań i pogorszenia relacji społecznych oraz wzrastającej niechęci do wzajemnych ustępstw²¹.

Podsumowując rozważania na temat konfliktów społecznych, między innymi pojawiających się przy realizacji projektów związanych z inwestycją w OZE, należy uznać, iż nie muszą być one traktowane jako problem nie do rozwiązania. Mogą wręcz być szansą, dzięki której można dostosować realizację działań do warunków lokalnych. Niezaprzeczalny jednak jest fakt, że konflikty są nieodłącznym elementem pojawiającym się przy realizacji projektów OZE, gdyż część z nich może budzić pewne wątpliwości czy kontrowersje wśród społeczności lokalnych. Zadaniem władz lokalnych jest wcześniejsze rozpoznanie sytuacji i ewentualne ustosunkowanie się do niej już na samym wstępie projektu OZE, aby nie doprowadzić do sytuacji konfliktowej. Podejmowanie inwestycji w OZE powinno być postrzegane przez władze gminne nie jako coś złego, obciążającego, nie jako źródło potencjalnych konfliktów, lecz raczej jako szansa. Korzyści dla gminy to nie tylko dodatkowe przychody z podatków, ale też szansa do dalszego rozwoju. Przedstawiciele władz gminnych powinni więc korzystać z możliwości i szans, jakie stwarzają im projekty OZE. W tym miejscu istotne jest, aby przezwyciężyć egoistyczne nastawienie stron, zidentyfikować wszelkie obawy, życzenia oraz interesy mieszkańców i w miarę możliwości starać się je uwzględnić przy realizacji projektu.

²¹ R. Błaut, *Skuteczne negocjacje...*, op. cit., s. 7–21.

Rozdział 6.

OZE W PRAKTYCE

6.1. Praktyczne problemy inwestycyjne, mity związane z OZE

Zaobserwowano, iż od czasu rewolucji przemysłowej w Europie wzrasta, w wyniku rosnącej populacji i poprawy standardu życia, wykorzystanie paliw kopalnych¹. W wielu krajach panuje coraz większa zgodność, że zmiany klimatyczne są jednym z najpoważniejszych wyzwań, przed którymi stoi dzisiejszy świat. Coraz więcej krajów z własnej inicjatywy decyduje się pozyskiwać energię z innych, alternatywnych źródeł, które najmniej ingerują w środowisko naturalne, a przede wszystkim są odnawialne. Tym samym na przestrzeni ostatnich lat udział energii uzyskiwanej z odnawialnych źródeł energii (OZE) rośnie w bardzo szybkim tempie.

Zjawisko to determinuje techniczne i społeczno-gospodarcze wyzwania i szanse o złożonym charakterze ekonomicznym, które często są na ogół źle interpretowane przez poszczególne społeczeństwa. Dezinformacja, obecna zwłaszcza wśród mieszkańców mniej rozwiniętych regionów kraju, skutkuje tworzeniem i rozpowszechnianiem wielu mitów związanych z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii, co w szerszej skali powoduje i generuje praktyczne problemy inwestycyjne, mające ogromny wpływ zarówno na życie gospodarcze i energetyczne kraju, jak i samych mieszkańców. Całość tego typu działań wpływa na powstawanie wielu praktycznych problemów inwestycyjnych, które często stanowią istotną barierę dla rozwoju OZE w danym regionie lub kraju².

6.1.1. Praktyczne problemy inwestycyjne

Z dokumentu Najwyższej Izby Kontroli pn. „Bariery rozwoju odnawialnych źródeł energii” z dn. 25 maja 2021 roku wynika, iż „obecnie w Polsce jako główne bariery związane z rozwojem energetyki odnawialnej należy wskazać: ograniczone możliwości finansowania inwestycji przez przedsiębiorców, prawne regulacje

¹ R. Marks-Bielska, S. Bielski, K. Pik, K. Kurowska, *The Importance of Renewable Energy Sources in Poland's Energy Mix*, „Energies” 2020, 13(18), 4624, doi:10.3390/en13184624.

² K. Tomaszewski, A. Sekściński, *Odnawialne źródła energii w Polsce – perspektywa lokalna i regionalna*, „Rynek Energii” 2020, 4(149), s. 10–19.

wsparcia, trudności administracyjno-proceduralne, a także problemy z funkcjonowaniem sieci przesyłowych”³.

Obecnie uznaje się, że perspektywa wykorzystania odnawialnych źródeł energii w przemyśle energetycznym uwarunkowana jest wieloma czynnikami, do których można zaliczyć m.in. aspekty techniczne, rynkowe, polityczne, ekonomiczne, społeczne i wdrożeniowe⁴. Każdy kraj na świecie ze względu na własne uwarunkowania – np. strefę klimatyczną, dostępność do morza czy oceanów, liczbę cieków wodnych czy różnorodność kształtu i rzeźby terenu – posiada pewien, często unikalny, potencjał do rozwoju energii odnawialnej. Szacowanie możliwości aplikacyjnych i wdrożeniowych każdej ekologicznej technologii powinno odbywać się wielowymiarowo, tzn. powinno poruszać aspekty gospodarcze, społeczne czy finansowe tak, aby móc stworzyć kompletny plan zapotrzebowania na energię, pozwalający na zachowanie równowagi w zrównoważonym rozwoju energetyki. Poważnym błędem popełnianym przez niektóre kraje jest szacowanie potrzeb wyłącznie na podstawie dostępnych danych statystycznych oraz przy wykorzystaniu zbyt małej liczby czynników determinujących zapotrzebowanie na energię. Takie podejście może skutkować niewykonaniem postawionych celów i założeń na poziomie lokalnym, a nawet krajowym. Istotnym czynnikiem, który pozwala na zmniejszenie potencjalnych błędów, jest stan wiedzy decydentów na temat dostępnych technologii odnawialnych źródeł energii czy rozwiązań hybrydowych⁵.

Problemy OZE, uważanych obecnie za nowoczesny sektor energetyczny, w głównej mierze są związane z poszczególnymi metodami pozyskiwania energii. W przypadku energii wiatrowej na efektywność tej metody wpływa przede wszystkim rodzaj zastosowanej technologii oraz czynniki geograficzne i atmosferyczne. Turbiny wiatrowe muszą być dostosowane konstrukcyjnie pod konkretny teren, aby uzyskać optymalne wyniki ekonomiczne i wydajności. Dużym wyzwaniem w przypadku energetyki wiatrowej jest wybór terenu, na którym powstaną farmy wiatrowe. W pierwszej kolejności teren musi posiadać pozwolenia związane z budową takich farm. Następnie taki teren musi zostać przebadany pod kątem dostępności wiatru. Po tych analizach przeprowadzane jest szacowanie liczby i rodzaju turbin. Energia wiatru to tylko przykład. Każdy z rodzajów OZE musi często przeciwstawić się podstawowym barierom rozwoju. Do głównych z nich należą m.in.:

- przestarzałe linie przesyłowe i stacje elektroenergetyczne (tzw. GPZ),
- ustawa odległościowa „10H”,
- plan zagospodarowania przestrzennego,

³ *Bariery rozwoju odnawialnych źródeł energii*, Raport o wynikach kontroli Najwyższej Izby Kontroli, 2020. Nr ewid. 190/2020/P/20/016/KGP.

⁴ T. Mirowski, *Wybrane problemy związane z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii w Polsce*, „Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk” 2017, 98, s. 5–14.

⁵ H. Mahmu, J. Roy, *Barriers to Overcome in Accelerating Renewable Energy Penetration in Bangladesh*, „Sustainability” 2021, 3, 7694.

- protesty mieszkańców⁶.

Konieczne jest przeprowadzenie szeregu modernizacji istniejących linii przesyłowych i stacji elektroenergetycznych celem dostosowania ich do rosnących ilości nowych, proekologicznych źródeł energii. Niestety, obecnie wiele dostępnych linii i stacji odbioru energii nie posiada odpowiednich możliwości „przyłączenia do siebie” odrębnych, dodatkowo często niestabilnych pod kątem wydajnościowym, alternatywnych źródeł energii.

Należy także dążyć do liberalizacji samego prawa – na przykładzie Ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych z dnia 20 maja 2016 roku, która powinna zostać zmieniona, gdyż wprowadziła jedną z najbardziej restrykcyjnych w Europie zasad odległościowych – tzw. zasadę 10H, która oznacza dziesięciokrotność wysokości elektrowni wiatrowej jako minimalną odległość nowej inwestycji od istniejących zabudowań mieszkalnych i form ochrony przyrody. Przytoczona ustawa stanowiła odpowiedź na szereg różnych protestów i niezadowolonych społecznych w różnych rejonach Polski, które związane były z powstawaniem wielu elektrowni wiatrowych, także w miejscach, w których wcześniej nie zostały przeprowadzone szerokie konsultacje. Wprowadzenie ustawy poskutkowało jednak ograniczeniem rozwoju energii wiatrowej w Polsce i wykluczyło m.in. możliwość powstawania nowych elektrowni wiatrowych oraz prowadzenia szeregu innych inwestycji z nimi związanych.

Kolejną barierą, którą powinno się na bieżąco usuwać, jest plan zagospodarowania przestrzennego. Ogólnie jest to najmniejszy problem związany z rozwojem OZE, gdyż zdecydowana większość gmin i samorządów w Polsce wspiera wszelkie inwestycje związane z odnawialnymi źródłami energii. Niemniej jednak należy pamiętać o tym, że wszelkie zmiany związane z planem zagospodarowania przestrzennego mogą często stanowić długotrwały proces zmian, co w przypadku inwestora/firmy poszukującej odpowiedniego miejsca dla swojej inwestycji w OZE może stanowić poważną barierę dla rozwoju danego projektu, dla którego często właśnie czas realizacji jest priorytetem.

Poważnym utrudnieniem dla wielu projektów związanych z OZE są protesty lokalnych mieszkańców. Przed podjęciem poważnych kroków inwestycyjnych ważna jest rozmowa z mieszkańcami i bezpośrednimi sąsiadami konkretnych efektów działań. Z pomocą może przyjść tutaj także dana gmina, która powinna najlepiej wiedzieć, jak prowadzić takie dyskusje. Należy pamiętać, iż osiągnięcie konkretnego porozumienia to nie tylko wskazanie ogólnodostępnych i znanych faktów z inwestycji w OZE – należy pokazać, co dana inwestycja przyniesie gminie i jej mieszkańcom, jaki będzie konkretny zysk dla każdej ze stron.

W celu zminimalizowania negatywnych skutków przemysłu energetycznego wiele organizacji, m.in. Unia Europejska, rozpoczęło proces wdrażania działań

⁶ Dane Gminy Wisznice, województwo lubelskie, 2022.

naprawczych, mających na celu ochronę i odbudowę środowiska, opartych na wprowadzaniu niekonwencjonalnych, przyjaznych dla środowiska źródeł energii do branży energetycznej. Dzięki licznym kampaniom promocyjnym współczesne społeczeństwo jest coraz bardziej świadome konsekwencji i problemów środowiskowych, przez co często sami wychodzą z inicjatywą wprowadzania zmian, przede wszystkim w skali lokalnej (wykorzystanie energii słonecznej, geotermalnej itd.). Takie działania prowadzą do zwiększonego zainteresowania odnawialnymi źródłami energii, do których można zaliczyć energię z promieniowania słonecznego, wiatru, wód i źródeł geotermalnych oraz pozyskiwaną z biomasy. Zasoby te, dzięki nieograniczonej podaży, korzyści środowiskowych i ekonomicznych stanowią cel dla wielu gospodarek, które dążą do bezpieczeństwa i niezależności energetycznej.

W Polsce zielona energia oparta jest obecnie głównie na fotowoltaice (52% zainstalowanych mocy OZE) oraz na energetyce wiatrowej, która również ma stosunkowo duży udział (37%) w całym rynku energii odnawialnej kraju. Reszta zasobów ma szczątkowy udział, ponieważ energia wodna stanowi ok. 5% zainstalowanych mocy OZE, biomasa 5% i biogaz 1%, a ta pochodząca ze spalania odpadów komunalnych, źródeł geotermalnych stanowi niewielki ułamek całości wytwarzanej energii odnawialnej (dane z lipca 2022 roku). Rozwój sektora opartego na odnawialnych źródłach energii przyczynia się również do rozwoju lokalnych przedsiębiorstw, które poszukują nowych inwestycji. Polska jest krajem, który wykazuje pozytywny trend wzrostu ilości wytwarzanej energii odnawialnej, na co w dużym stopniu wpłynęło ustawodawstwo krajowe i unijne, rozwój technologii, a przede wszystkim wzrost świadomości obywateli, którzy dążą do ochrony środowiska naturalnego.

Analizy naukowców działających w sektorze energetycznym przedstawiają Polskę jako kraj posiadający duży potencjał rozwoju fotowoltaiki ze względu na położenie geograficzne i strefę klimatyczną, w której się znajduje. Podobnego zdania są niektórzy eksperci z energetyki wiatrowej, którzy twierdzą, że nasz kraj ma odpowiednie warunki meteorologiczne do tworzenia i rozwoju farm wiatrowych. Takie działania muszą być poprzedzone wspomnianą wcześniej modernizacją sieci przesyłowych, aby umożliwić dostawy energii w głąb kraju. Bardzo ważnym aspektem jest również zachowanie kompromisu między inwestorem farm wiatrowych oraz fotowoltaicznych, a mieszkańcami mieszkającymi w sąsiedztwie danej inwestycji. Budowa nowoczesnych farm energetycznych np. na obszarach wiejskich pozwoliłaby uniezależnić się tym obszarom energetycznie. Często firmy oraz gminy są zniechęcane wysokimi kosztami inwestycyjnymi i długotrwałymi procedurami administracyjnymi podejmowanymi na szczeblu centralnym. Tu właśnie warta podkreślenia jest przyszła praca rządu, który powinien zoptymalizować proces rozwoju sektora energetycznego opartego na odnawialnych źródłach energii.

Transformacja energetyczna jest obecnie głównym celem polskiej polityki. Rząd koncentruje się na budowie nowego systemu energetycznego o mocy ok. 40 GW

do 2040 roku, który w dużej mierze będzie energią zieloną, co według Agencji IEA (z ang. *International Energy Agency*) otwiera drogę do pełnej dekarbonizacji zarówno w krajach UE, jak i w Polsce. Aby zrealizować cele energetyczne i emisyjne dla Polski, należy podjąć szersze działania, mające na celu m.in. zachęcenie inwestorów do inwestowania w energię odnawialną.

6.1.2. Mity związane z OZE⁷

Jednym z najczęściej pojawiających się mitów w sprawie odnawialnych źródeł energii jest ten, który przedstawia je jako zbyt kosztowne. W przeszłości nie zdawano sobie sprawy z możliwości całkowitego wykorzystania paliw kopalnych, które stanowiły prawie całość zasobów wykorzystywanych w pozyskiwaniu energii. Kilkadziesiąt lat temu zaczęto poszukiwania nowych możliwości związanych z pozyskiwaniem energii, co było spowodowane starzejącą się technologią, problemami ekonomiczno-społecznymi, poszerzającym się zanieczyszczeniem środowiska oraz kończącymi się źródłami tego rodzaju zasobów. Czynniki te spowodowały potrzebę stworzenia nowych technologii i poszukiwania nowych źródeł energetycznych paliw, w tym odnawialnych źródeł energii, których cena na początku ich stosowania rzeczywiście była wysoka.

W trakcie rozwoju poszczególnych technologii, w tym poszerzania wiedzy i zwiększania dostępności regionów poszczególnych krajów do tego rodzaju zasobów, cena inwestycji związanych z OZE zaczęła spadać, natomiast cena tradycyjnych paliw kopalnych rosła i rośnie nadal ze względu na wyższe koszty obsługi i modernizacji starzejących się technologii, zmianę regulacji prawnych, powstawanie konfliktów o charakterze politycznym oraz kończących się samych zasobów paliw. Tym samym już obecnie oczekuje się, że wkrótce energia elektryczna pochodząca z odnawialnych źródeł energii stanie się tańsza niż ta pochodząca z większości paliw kopalnych. Koszt energii odnawialnej, który wspomagany jest przez ciągle innowacje technologiczne i procesowe, daje jej przewagę, aby zdobyć coraz większy udział w rynku energetycznym i w konsekwencji stać się dominującym źródłem wytwarzanej energii.

Innym dość często powtarzanym mitem związanym z odnawialnymi źródłami energii jest to, że tego rodzaju źródła są zawodne. Prawdą jest, że duża część pozyskiwania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, m.in. energia wiatrowa czy słoneczna, w znacznej mierze zależy od warunków pogodowych. Zmiany atmosferyczne, a więc i sama pogoda, wpływają na produkcję energii elektrycznej i wydajność poszczególnych urządzeń, jednak zastosowanie optymalnej kombinacji wytwarzania energii odnawialnej, nowoczesnych systemów magazynowania, sprzężenia sektorowego, systemów zarządzania popytem oraz funkcji inteligentnych sie-

⁷ Broszura EUREC, *MYTHS AND REALITIES OF RENEWABLE ENERGY*, EUREC, The Association of European Renewable Energy Research Centres, 2019.

ci pozwala na zachowanie optymalnych procesów, które pozwalają na zagwarantowanie odbiorcom niezawodnych dostaw energii elektrycznej.

Kolejnym mitem rozpowszechnianym wśród ludzi, którzy nie posiadają wiedzy specjalistycznej dotyczącej omawianej tematyki, jest to, że podczas produkcji OZE zużywa się więcej energii, niż jest się w stanie jej dostarczyć do sieci. Należy pamiętać, iż w koncepcji opracowywania technologii energii odnawialnej dąży się cały czas do stworzenia takich systemów, które w „trakcie swojego życia” wytwarzają znacznie więcej energii niż zostało zużyte na ich wyprodukowanie, transport i uruchomienie. Dużym wyzwaniem dla inżynierów jest również tworzenie takich systemów i urządzeń, których degradacja i amortyzacja będą postępować w możliwie najmniejszym stopniu, nie wpływając jednocześnie na wielkość produkowanej energii. Na ten moment optymalne wykorzystywanie różnych, nowoczesnych systemów wytwarzania energii odnawialnej pozwala tworzyć tzw. mix energetyczny, który ostatecznie umożliwia wytworzenie dużej ilości energii przy jak najmniejszym zużyciu środków niezbędnych do jej powstawania⁸.

W miarę upływu czasu i powstawania nowych regulacji prawnych, opracowywanych przez wiele stowarzyszeń i organizacji światowych, np. Unię Europejską, NATO czy Greenpeace, powstał również mit o tym, że odnawialne źródła energii nie mogą powstać i funkcjonować bez dotacji zewnętrznych. Rozwój nowoczesnych technologii dotyczących produkcji energii ze źródeł odnawialnych wiąże się z koniecznością finansowania badań i projektów, których celem jest maksymalizacja produkcji przy jednoczesnym zminimalizowaniu kosztów jej wytwarzania i dystrybucji. W wielu przypadkach koszty wytwarzania energii odnawialnej są już obecnie niższe niż koszty związane z tworzeniem nowych elektrowni węglowych i gazowych. Jednak obecny system rynkowy i bankowy nie pozwala na bezpieczne ich finansowanie. Tym samym nowe technologie (a zwłaszcza innowacyjne rozwiązania, które jeszcze nie zostały wdrożone na rynek) wymagają dotacji i wsparcia na poszczególnych poziomach rozwoju i tworzenia w celu jak najefektywniejszego zdobywania nowych rynków. Dodatkowo przestarzałe, mniej korzystne pod kątem środowiskowym technologie powinny konkurować bez dotacji na bardziej liberalnych rynkach. Takie działania znacząco wpływają na postępującą transformację energetyczną poszczególnych gospodarek.

Wraz z wprowadzaniem licznych przepisów i regulacji, wymagających zarówno od sektorów prywatnych, jak również publicznych pewnych działań skutkujących nie zawsze pożądanymi przez niektóre jednostki zmianami, powstał mit, który mówi, że odnawialne źródła energii zmniejszą konkurencyjność gospodarki Unii Europejskiej. Pomimo że pomyślnie przejście z energii uzyskiwanej z paliw kopalnych na źródła energii odnawialnej wymaga dużych, a nawet radykalnych

⁸ M. Woźniak, A. Badora, K. Kud, L. Woźniak, *Renewable Energy Sources as the Future of the Energy Sector and Climate in Poland – Truth or Myth in the Opinion of the Society*, “Energies” 2022, 15(1), 45.

inwestycji publicznych i prywatnych, coraz więcej europejskich przedsiębiorstw decyduje się na takie właśnie zmiany. W tego typu inwestycjach postrzegają okazję do wzmocnienia swojej konkurencyjności poprzez zmniejszenie kosztów operacyjnych, modernizację infrastruktury firmy, uzyskanie dotacji, poprawę reputacji wśród byłych, obecnych i przyszłych klientów oraz przyciągnięcie inwestorów kapitałowych, którzy coraz częściej zainteresowani są dbaniem o ślad środowiskowy swoich inwestycji. Dlatego też przedsiębiorstwa w coraz większym stopniu polegają na odnawialnych źródłach energii, aby zaspokoić swoje potrzeby energetyczne, wzmocnić swoją przewagę na rynku i zwiększyć bazę klientów.

Przeciwnicy transformacji energetycznej argumentują swoje stanowisko tym, że przejście na nowe, innowacyjne rozwiązania wymaga ogromnych funduszy pieniężnych, które dostarczane do nowoczesnych systemów pomijają często ustawę o konkurencyjności. Poniekąd jest to prawda, ale w swojej opinii krytycy tych zmian pomijają moralną, gospodarczą i polityczną konieczność wprowadzenia tych zmian oraz niepewność i narastający brak równowagi istniejącego rynku energetycznego, który w ostatnich latach objęty jest kryzysem i brakiem dalszych perspektyw. Europa będzie musiała czynnie uczestniczyć w już zapoczątkowanej transformacji energetycznej, a dzięki swojej wiedzy, doświadczeniu i możliwościach technologicznych ma szansę odegrać znaczącą rolę w dążeniu do dominacji w sektorze energii odnawialnej, a w przyszłości do niezależności energetycznej od istniejących, niepewnych dostawców.

Kolejnym mitem, który powstał na podstawie opinii przeciwników technologii uzyskiwania energii elektrycznej z OZE, jest to, że odnawialne źródła energii są równie szkodliwe dla środowiska, jak konwencjonalne systemy. Jest to poniekąd prawda, ponieważ wydobywanie surowców potrzebnych do wytworzenia nowoczesnych technologii, produkcja tej technologii oraz modernizacja i naprawy istniejących systemów (np. przesyłowych) wymagają odpowiedniego sprzętu i zasobów, które w pewnym stopniu wpływają także niekorzystnie na środowisko naturalne.

Krytycy tych systemów często argumentują swoje stanowisko twierdzeniem, że technologie odnawialne mają ukryty ślad węglowy, który może zanegować wszelkie korzyści środowiskowe związane z ich wykorzystaniem. Jednym z często powtarzanych argumentów, który nie ma rzetelnego pokrycia w oparciu o badania jest to, że do wyprodukowania turbiny wiatrowej potrzeba więcej energii, niż ta turbina mogłaby kiedykolwiek wyprodukować w ciągu całego swojego cyklu produkcyjnego. W rzeczywistości liczne badania prowadzone przez niezależne jednostki badawcze dowodzą, że zarówno konwencjonalne, jak i nowoczesne technologie wytwarzania energii oparte na zasobach odnawialnych powodują emisję gazów cieplarnianych z powodu zapotrzebowania na energię związaną z ich budową i eksploatacją. Dodatkowo badania te pokazują, że emisja dwutlenku węgla oraz innych gazów wpływających na środowisko w całym okresie eksploatacji instalacji OZE jest znacznie niższa niż w przypadku elektrowni opartych na paliwach kopalnych.

Badania przedstawione przez Rhodes (2017)⁹ pokazują, że wyprodukowanie jednej kWh przez elektrownię wiatrową wiąże się z uwalnianiem do atmosfery 14 g CO₂, co w porównaniu do 870g CO₂ w elektrowni wykorzystującej węgiel i 464 g CO₂ wykorzystującej gaz ziemny jest znikomą ilością. Nawet najbardziej przyjazne dla środowiska elektrownie węglowe, wykorzystujące najnowocześniejszą technologię wychwytywania i składowania dwutlenku węgla, produkują nawet do kilkunastu razy więcej CO₂ niż elektrownie oparte na odnawialnych źródłach energii. Tak więc możliwości pozyskiwania energii z odnawialnych źródeł energii mają wiele do zaoferowania w walce ze zmniejszeniem emisji szkodliwych gazów i negatywnym wpływem na środowisko. I chociaż nie stanowią one całkowitego rozwiązania problemów energetycznych, są przyjazną alternatywą dla środowiska w pozyskiwaniu energii.

Innym mitem, który przyjmuje formę obiekcji czy nawet zarzutu krytyków potencjału odnawialnych źródeł energii, jest to, że ten rodzaj zasobów nigdy nie będzie w stanie w pełni zastąpić możliwości i potencjału paliw kopalnych i pokryć całkowite światowe zapotrzebowanie na energię pierwotną. Z drugiej strony, od kilku lat realizowane są wielowymiarowe prace, których celem do 2050 roku jest przekształcenie światowego systemu energetycznego na system o zerowej emisji dwutlenku węgla netto. Ostatnie scenariusze opracowane przez IEA i IRENA (z ang. *International Renewable Energy Agency*) przewidują, że udział energii odnawialnej w całkowitych dostawach energii pierwotnej w 2022 roku będzie wynosił 63%. Coraz więcej niezależnych ośrodków badawczych wykazuje większą wydajność i opłacalność systemu energetycznego opartego na odnawialnych źródłach energii niż obecnego systemu opartego w szczególności na paliwach kopalnych i energii jądrowej.

Negatywne podejście przeciwników do pozyskiwania energii z zasobów odnawialnych ma również podłoże społeczno-ekonomiczne i tworzy mit, który mówi o tym, że OZE likwidują miejsca pracy. Jest to głównie związane z ewolucją technologiczną, która w większości przypadków pociąga za sobą zmiany społeczno-gospodarcze, co również i w tym przypadku ma miejsce. Nie da się ukryć, że podczas transformacji energetycznej nastąpi etap eliminacji miejsc pracy związanych z pozyskiwaniem surowców i wytwarzaniem energii w sektorze bazującym na paliwach kopalnych (tzw. tradycyjnym). Pracownicy takich komórek na pewno będą potrzebować odpowiednich pakietów kompensacyjnych celem minimalizacji szkodliwości wprowadzanych rozwiązań. Należy pamiętać jednak o tym, że pomimo takich skutków przemysł energetyczny opierający się na nowych, odnawialnych źródłach energii, będzie także tworzył nowe miejsca pracy. Spowoduje to zmiany na rynku uzyskiwania kwalifikacji zawodowych, wliczając w to również przekwalifikowy-

⁹ J. Rhodes, *Nuclear and wind power estimated to have lowest levelized CO2 emissions*, UT Austin's Energy Institute Newsletter, 2017.

wanie obecnej kadry pracowniczej tak, aby uniknąć zakłóceń w postaci protestów.

Nowoczesne technologie, a w szczególności te bardzo rozbudowane w przemyśle energetycznym, zawsze wymagają kompetentnych pracowników, którzy również dążą do samodoskonalenia i zwiększania swoich kompetencji zawodowych. Większy udział pracy wykształconych i wyszkolonych pracowników w sektorze energii odnawialnej zwiększy zapotrzebowanie na edukację i szkolenia, co w pewnym stopniu pozwoli byłym pracownikom z sektora paliw kopalnych na odnalezienie się w przetransformowanym sektorze energetycznym. Nie da się ukryć, że transformacja systemu energetycznego wymaga i wymagać będzie wsparcia ze strony całego społeczeństwa, również osób pracujących w innych branżach i sektorach wspierających nowe, innowacyjne rozwiązania. Tylko dzięki temu możliwe będzie płynne i bezproblemowe przejście na nowy system energetyczny.

Ekologia stanowi obecnie bardzo silny trend o zasięgu globalnym, który dość mocno jest w stanie wywierać wpływ na życie codzienne każdego z nas¹⁰. Wpływa także coraz bardziej na sferę biznesu, choć nadal utożsamiana jest przede wszystkim z dużymi producentami, którzy pragną narzucać i wytyczać ścieżki postępowania ze środowiskiem innym, mniejszym graczom (konkurencji). Już teraz większość globalnych firm i korporacji coraz częściej deklaruje konkretną datę przejścia ich systemów produkcyjnych na produkcję bezemisyjną, opartą na 100% energii odnawialnej. Na wszelkie zmiany wpływają także instytucje rządowe, które kładą coraz większy nacisk na ochronę klimatu poprzez opracowywanie i wdrażanie stosownych przepisów i programów wspierających działania na rzecz środowiska i ekologii.

Droga do rezygnacji z wykorzystania energetyki na bazie tradycyjnych źródeł ciepła musi być zróżnicowana i brać pod uwagę czynniki społeczne, polityczne, gospodarcze, ekonomiczne, technologiczne oraz środowiskowe¹¹. Dekarbonizacja sektora energetycznego powinna być realizowana w taki sposób, aby nie wpłynąć niekorzystnie na gospodarkę, poszerzając obecnie występujący kryzys energetyczny. Transformacja powinna propagować korzyści, jakie niesie ze sobą, a wszelkie niedogodności powinny być na bieżąco rozwiązywane poprzez stosowanie odpowiednich regulacji i ustaw o charakterze naprawczym oraz stosownych kampanii informacyjnych. Wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych jest istotnym elementem działań, zmierzających do dekarbonizacji oraz umożliwiających dywersyfikację energetyczną i pokrycie rosnącego zapotrzebowania na energię współczesnego świata.

¹⁰ Zielona energia w MŚP z cyklu Pod Lupą, Raport specjalny EFL, 2020.

¹¹ M. Niekurzak, *The Potential of Using Renewable Energy Sources in Poland Taking into Account the Economic and Ecological Conditions*, "Energies" 2021, 14(22), 7525; R. Marks-Bielska, S. Bielski, K. Pik, K. Kurowska, *The Importance of Renewable Energy...*, op. cit.

6.2. Przykłady najciekawszych inwestycji z zakresu OZE w Polsce

Nowym zjawiskiem, które miało bardzo duże znaczenie dla rozwoju sektora odnawialnych źródeł energii, jest wykorzystanie innowacyjnych, małoskalowych technologii zaliczanych do generacji rozproszonej, które dały podstawy do rozkwitu obywatelskiej czy też komunitariańskiej wizji energetyki, bazującej na inicjatywie obywateli i ich wspólnotach¹. Bardzo dobrym tego przykładem jest Polska, gdzie w latach 2010–2020 zainstalowano, głównie na potrzeby gospodarstw domowych 2,35 mln metrów kwadratowych kolektorów słonecznych², 466,1 tys. przydomowych elektrowni fotowoltaicznych³ oraz 213,6 tys. pomp ciepła⁴. Podane liczby wskazują, jak szybko dzięki postępowi naukowo-technicznemu stała się faktem teza profesorów Augustyna Wosia i Józefa Zegara zaprezentowana w 2002 roku: „Pozytywna ta droga energia jest jednak w większości zastosowań droższa od konwencjonalnej, aczkolwiek czas pracuje na korzyść zasobów odnawialnych”⁵.

Oprócz innowacyjnych rozwiązań znaczącym impulsem, który wpłynął na upowszechnienie stosowania takich praktyk, był pokaźny wzrost dostępności środków finansowych na promocję korzystania z OZE. Przed integracją z UE do najważniejszych instytucji wspierających ten sektor należały Wojewódzkie oraz Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, Ekofundusz, a od 2004 roku także między innymi Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego czy też Europej-

¹ P. Gradziuk, *Sprawozdanie z konferencji „Mikroźródła energii odnawialnej jako podstawa energetyki obywatelskiej oraz perspektywy ich rozwoju w Polsce i UE”*, „Wieś i Rolnictwo” 2016, 3 (172), s. 203–208, doi: 10.7366/wir032016/10.

² Obliczenia własne na podstawie: The State of Renewables Energie in Europe 2011 i 2021. <https://www.eurobserv-er.org/category/all-annual-overview-barometers> [dostęp: 20.09.2022].

³ Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej Polska. Rynek mikroinstalacji fotowoltaicznych Polska '20 – <http://polskapv.pl/wp-content/uploads/2021/04/RYNEK-MIKROINSTALACJI-FOTOWOLTAICZNYCH-POLSKA-2020-STOWARZYSZENIE-BRAN%C5%BBY-FOTOWOLTAICZNEJ-SBF-POLSKA-PV.pdf> [dostęp: 20.09.2022].

⁴ Obliczenia własne na podstawie: Heat pumps Barometr 2011 i 2021 – [file:///C:/Users/Dell/Downloads/2021-EurObserv-ER-Heat-Pumps-barometer%20\(1\).pdf](file:///C:/Users/Dell/Downloads/2021-EurObserv-ER-Heat-Pumps-barometer%20(1).pdf) [dostęp: 20.09.2022].

⁵ A. Woś, J. Zegar, *Rolnictwo społecznie zrównoważone*, IERiGŻ, Warszawa 2002.

ski Funduszu Rolny na rzecz Rozwoju Obszarów Wiejskich (EFRROW). Środki te były alokowane w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko (POIiŚ), regionalnych programów operacyjnych (RPO) oraz Programu Rozwoju Obszarów Wiejskich (PROW)⁶.

Przy tak szybko rosnącej popularności korzystania z odnawialnych źródeł energii – mimo trzydziestoletniej praktyki z tego zakresu – autor niniejszego opracowania miał spory dylemat, jaki klucz zastosować w doborze prezentacji najlepszych praktyk? Jeszcze w latach 90. XX wieku realizacja takich inwestycji to był przede wszystkim wynik odwagi, aktywności i kreatywności, niekiedy wręcz hobbystycznego podejścia osób poszukujących efektywnych ekonomicznie, a zarazem neutralnych dla środowiska rozwiązań.

Pierwsze trzy przykłady dotyczą wykorzystania odnawialnych źródeł w ciepłownictwie. Wynika to między innymi stąd, iż w Unii Europejskiej około 50% zużywanej energii końcowej przypada na ogrzewanie lub chłodzenie i w tym zakresie nie są prognozowane większe zmiany w sensie ilościowym⁷.

Czwarty obiekt to farma fotowoltaiczna zbudowana w ramach porozumienia między samorządami gminnymi. Wybór ten wynikał z szans, jakie stwarza współpraca na szczeblu lokalnym przy realizacji inwestycji nie tylko z zakresu wykorzystania OZE.

Przykład piąty – to zagospodarowanie produktów ubocznych i odpadów organicznych głównie do wytwarzania biopaliw kolejnych generacji. Stwarza to ogromne szanse dla rolnictwa, w którym więcej niż połowa produkcji globalnej to masa niedająca się do spożycia. Takie warunki spełnia produkcja biogazu, szczególnie z odchodów zwierzęcych, obornika, produktów ubocznych z przemysłu rolno-spożywczego (wywar, wysłodki, pozostałości z przetwórstwa warzyw i owoców). Głównym celem ich funkcjonowania jest utylizacja uciążliwych dla środowiska substancji, w tym także odpadów z przemysłu mięsnego, mleczarskiego, zakładów zbiorowego żywienia, przeterminowanej żywności i pasz oraz wielu innych substratów, dla których alternatywny sposób zagospodarowania jest bardziej kosztowny i uciążliwy dla środowiska. Powstałą przy tym energię należy traktować jako efekt dodatkowy, otrzymany „przy okazji”. Przy czym dla poprawy efektywności procesu technologicznego może zachodzić konieczność uzupełnienia takiego wsadu produktami głównymi, np. kiszonkami z kukurydzy. Ich podstawową zaletą w odróżnieniu od energetyki wiatrowej i słonecznej jest stabilność dostaw.

⁶ P. Gradziuk, B. Gradziuk, *Próba oceny absorpcji środków z funduszy europejskich na rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii w woj. lubelskim*, „Roczniki Naukowe Ekonomii Rolnictwa i Rozwoju Obszarów Wiejskich” 2017, t. 104, z. 3, s. 95–105.

⁷ SHARES (Share of energy from renewable sources – udział energii ze źródeł energii odnawialnej) 2020 summary results – provisional – <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares> [dostęp: 20.09.2022].

6.2.1. Ciepłownictwo

Z uwagi na konieczność zahamowania zmian klimatycznych również i w tym sektorze niezbędne są działania na rzecz ograniczania emisji gazów cieplarnianych. Najskuteczniejszym sposobem dekarbonizacji ogrzewnictwa i chłodnictwa jest zastępowanie paliw konwencjonalnych stosowanych na te cele energią pozyskiwaną ze źródeł odnawialnych. Upowszechnienie zastosowania takiego systemu może znacząco obniżyć stężenie poziomu cząstek pyłów zawieszonych (PM10 i PM2,5) oraz benzo(a)pirenu w powietrzu, które stanowią poważne zagrożenie dla zdrowia publicznego.

Polska wciąż jest jednym z krajów Unii Europejskiej z najgorszą jakością powietrza. Maksymalne średnioroczne stężenia pyłów zawieszonych były niemal dwukrotnie wyższe niż dopuszczalne. W związku z utrzymującym się bardzo wysokimi stężeniami poziomu cząstek pyłu zawieszonego w powietrzu Komisja Europejska w 2015 roku pozwała Polskę do Trybunału Sprawiedliwości UE w związku ze złą jakością powietrza. Komisja uznała bowiem, że środki legislacyjne i administracyjne stosowane do tej pory w celu ograniczenia tych emisji w Polsce były niewystarczające.

Według stanu na dzień 1 grudnia 2020 roku prowadzono 31 postępowań w sprawie uchybienia zobowiązaniom przeciwko 18 państwom członkowskim w związku z przekroczeniem poziomów stężenia lub niedostatecznym monitorowaniem stężenia cząstek stałych PM10, PM2,5, NO₂ i SO₂⁸. Dziesięć z tych spraw skierowano do Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej, z czego w przypadku pięciu (w tym także Polski) wydano niekorzystne orzeczenia⁹. Z najnowszego raportu Clean air Outlook wynika, że Państwa członkowskie będą musiały jeszcze bardziej zwiększyć swoje starania na rzecz wypełnienia zobowiązań, dotyczących redukcji emisji na rok 2030 wynikających z dyrektywy NEC¹⁰. W porównaniu z poziomem emisji z 2018 roku Polska, Cypr, Czechy, Węgry i Rumunia będą musiały zredukować o połowę swoje poziomy emisji cząstek stałych PM2,5.

W zatwierdzonej przez Radę Ministrów „Polityce Energetycznej Polski do 2040 roku (PEP2040)” zapisano, że „Jeśli na danym terenie nie ma możliwości podłączenia do sieci ciepłowniczej, potrzeby ciepłe powinny być pokrywane przez źródła indywidualne o możliwie najniższej emisyjności, zwłaszcza: instalacje niepalnych

⁸ European Commission. Report from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. The second clean air outlook. COM(2021) 3 final – <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021DC0003&from=EN> [dostęp: 20.09.2022].

⁹ Judgment of the Court (Third Chamber) of 22 February 2018 – European Commission v Republic of Poland. Official Journal of the European Union C 134/6 – https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/TXT/PDF/?uri=uriserv%3AJO.C_2018.134.01.0006.01.ENG [dostęp: 20.09.2022].

¹⁰ Directive 2016/2284/EU of the European Parliament and of the Council of 14 December 2016 on the reduction of national emissions of certain atmospheric pollutants, amending Directive 2003/35/EC and repealing Directive 2001/81/EC – <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016L2284&from=PL> [dostęp: 20.09.2022].

OZE (w tym pompy ciepła), ogrzewanie elektryczne, instalacje gazowe, instalacje wykorzystujące paliwa bezdymne”¹¹.

Na podstawie informacji publikowanych przez Urząd Regulacji Energetyki (URE)¹² (Tabela 1) można wnosić, że wykorzystanie odnawialnych źródeł energii w ciepłownictwie jest już atrakcyjne także pod względem ekonomicznym, w porównaniu do tradycyjnie stosowanych w tym sektorze takich paliw jak węgiel, gaz czy olej opałowy.

Tabela 1. Średnie ceny sprzedaży ciepła wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych w latach 2009–2021 wg nośników

Rok	Średnie ceny sprzedaży ciepła dla jednostek wytwórczych [zł/GJ]			
	opalaných paliwami węglowymi	opalaných paliwami gazowymi	opalaných olejem opałowym	wykorzystujących OZE
2021	51,91	72,02	75,66	46,12
2020	50,38	72,43	113,30	46,46
2019	46,67	71,94	94,29	44,85
2018	41,89	63,55	80,71	44,20
2017	39,65	66,87	84,87	43,11
2016	40,23	71,47	88,96	44,13
2015	41,52	75,24	109,60	46,44
2014	42,48	75,66	161,23	46,99
2013	40,80	72,23	151,40	48,04
2012	39,38	69,06	102,01	44,95
2011	37,43	64,91	82,31	42,98
2010	34,52	60,46	70,42	38,58
2009	33,83	59,21	75,93	34,90

* Bez ciepła wytworzonego w jednostkach kogeneracyjnych.

Źródło: Urząd Regulacji Energetyki – <https://www.ure.gov.pl/pl/cieplo/ceny-wskazniki/7904,Srednie-ceny-sprzedazy-ciepła-wytworzonego-w-nalezacych-do-przedsiębiorstw-posia.html> [dostęp: 20.09.2022].

Ciepłownia o mocy 8 MW, opalana zrębkami drzewnymi wraz z zakładem przygotowania paliwa w Nowej Dębie

Poprzedni system ciepłowniczy Nowej Dęby wybudowany został na przełomie lat 70. i 80. XX wieku. Budując go zakładano, że miasto i przemysł będą się roz-

¹¹ Ministerstwo Klimatu i Środowiska. Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. Warszawa 2021 – <https://www.google.com/search?q=energy+policy+of+poland+until+2040&oq=energy+policy&aqs=chrome..69i57j0i512l2j0i22i30l7.6192j0j15&sourceid=chrome&ie=UTF-8> [dostęp: 20.09.2022].

¹² Urząd Regulacji Energetyki – <https://www.ure.gov.pl/pl/cieplo/ceny-wskazniki/7904,Srednie-ceny-sprzedazy-ciepła-wytworzonego-w-nalezacych-do-przedsiębiorstw-posia.html> [dostęp: 20.09.2022].

wijać. Rzeczywistość początku lat 90. brutalnie zweryfikowała te plany. Zamiast rozwoju miasta – nastąpiła stagnacja, a zamiast rozwoju przemysłu – jego regres. System ten miał dwóch właścicieli. Kotłownia i część sieci wysokich parametrów należała do jednego z przedsiębiorstw zlokalizowanego na obrzeżach miasta, oddalonego od najbliższej miejskiej wymiennikowi o około 1,5 km. Pozostała część systemu ciepłowniczego należała do PGKiM Sp. z o.o. Cały system był blisko dwukrotnie przewymiarowany i znacznie wyeksploatowany, efektem czego były wysokie koszty wytwarzania oraz straty na przesyłach. Czynniki te były przyczyną coraz wyższych cen energii cieplnej.

Dostrzegając problem niewydolności całego systemu ciepłowniczego oraz rosnące koszty Przedsiębiorstwo wspólnie z Gminą (jako że jest to jej ustawowy obowiązek) przystąpiło do kompleksowego rozwiązania tego problemu. Zgodnie z zapisami zawartymi w Ustawie Prawo energetyczne opracowano: „Projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe”, a następnie na jego bazie „Plan zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe”. We wnioskach do Planu zaopatrzenia stwierdzono: „(...) optymalnym rozwiązaniem będzie budowa kilku lokalnych kotłowni”. Z zapisu tego w 2001 i 2002 roku skorzystały dwie spółdzielnie mieszkaniowe, budując trzy lokalne kotłownie opalane gazem.

Gmina i PGKiM Sp. z o.o. do rozwiązania problemu coraz wyższych cen energii cieplnej przygotowywała się od połowy lat 90., podpatrując funkcjonowanie systemów ciepłowniczych w miastach o podobnej wielkości zarówno w kraju, jak i zagranicą. W efekcie postanowiono wybudować lokalną kotłownię niskoparametrową opalaną zrębkami drzewnymi. Za takim rozwiązaniem przemawiała możliwość zagospodarowania lokalnych zasobów biomasy z pielęgnacji gminnych terenów zielonych, kompleksów leśnych oraz stale rosnącego areалу odlogowanych gruntów rolnych. Dodatkowym atutem była możliwość pozyskania pomocy finansowej w wysokości około 50% w formie dotacji z Fundacji EkoFundusz (za zastosowanie innowacyjnych rozwiązań).

Cały projekt oprócz budowy kotłowni miejskiej o mocy 8 MW, opalanej zrębkami drzewnymi, przewidywał także wykonanie całkowicie nowej sieci cieplnej i wszystkich przyłączy na terenie miasta w systemie rur preizolowanych, zastosowanie pełnej automatyki systemu grzejnego oraz powołanie w ramach Przedsiębiorstwa Zakładu Przygotowania Paliwa. Koszty inwestycyjne związane z realizacją tego przedsięwzięcia wyniosły 10 679 tys. zł i sfinansowano je częściowo z kredytu uzyskanego z NFOŚiGW w wysokości 3557,5 tys. zł, kredytu i dotacji z WFOŚiGW – 1618,3 tys. zł, dotacji Powiatu Tarnobrzskiego – 108,5 tys. zł, dotacji EkoFunduszu – 4555,0 tys. zł oraz środków własnych gminy – 521,0 tys. zł i środków PGKiM – 319,4 tys. zł.

Realizację projektu rozpoczęto w 2001 roku od organizacji systemu dostaw biomasy dla przyszłej kotłowni. Docelowo system ten postanowiono zaopatrywać biomasą z plantacji roślin energetycznych. Biorąc pod uwagę warunki przyrodniczo-glebowe,

organizację produkcji, tradycje uprawy oraz produktywność z jednostki powierzchni, zdecydowano się na wybór – spośród wielu roślin energetycznych – wierzb. Dla pokrycia zapotrzebowania na biomasę w 90% należałoby założyć plantację tej rośliny na powierzchni około 250 ha. Na wybór takiego systemu zaopatrzenia w paliwo największy wpływ miały następujące czynniki: znaczący areal nieużytkowanych użytków rolnych, będących w posiadaniu Gminy, rosnący popyt na biomasę ze strony przemysłu płytowego, ciepłownictwa i elektroenergetyki, możliwość zagospodarowania przetworzonych osadów ściekowych i odpadów do nawożenia wierzb, dodatkowe dochody dla rolników w przypadku podjęcia takiej produkcji w swoich gospodarstwach. Pierwszą plantację o pow. 10 ha założono w 2001 roku. W 2002 roku Przedsiębiorstwo obsadziło około 13 ha, a w roku następnym 60 ha (Fotografia 1).

Fotografia 1. Zbiór wierzb



Fot. Piotr Gradziuk

Dalszy rozwój plantacji należących do Przedsiębiorstwa miał być uzależniony od możliwości pozyskania terenów pod nasadzenia. W tym samym okresie tworzone zachęty dla rolników do podejmowania tego rodzaju działalności, między innymi przez nieodpłatne przekazywanie sadzonek. Pozostałą część biomasy Spółka postanowiła pozyskiwać z tartaków (zrzyny, trociny), pielęgnacji terenów miejskich oraz czyszczenia rowów melioracyjnych, dolin rzecznych, pasów pod liniami energetycznymi i zadrzewień przydrożnych.

Po zapewnieniu dostaw paliwa przystąpiono do realizacji kolejnego etapu inwestycji, a mianowicie budowy kotłowni. Wybrano technologię francuskiej firmy COMPTE R. Znaczący wpływ na tę decyzję miała Fundacja EkoFundusz. Wynikało to stąd, iż jedną z misji Fundacji jest promocja najlepszych technologii z krajów-donatorów na polskim rynku. Miało to na celu zapewnienie transferu najlepszych technologii do naszego kraju. Była to realizacja typu *win-win concept*, czyli rozwiązania, które jest korzystne zarówno dla Polski (zakup nowoczesnych, niezawodnych urządzeń), jak i państw donatorów (promocja zagranicznych firm na polskim rynku). W skład dostarczonej technologii wchodziły dwa kotły typu C 450 DH-P i C 350 DH-P o wydajności cieplnej odpowiednio 4500 i 3500 kW wraz z niezależnymi systemami podawania paliwa, mechanicznymi rusztami, multicyklonami i automatycznym systemem sterowania. Urządzenia te zostały zamontowane w specjalnie zbudowanej hali kotłowej, przy której znajdują się magazyn paliwa, mogący pomieścić 2000 m przestrzennych zrębek, oraz część socjalno-techniczna (Fotografia 2).

Fotografia 2. Magazyn paliwa



Fot. Piotr Gradziuk

W ramach tego projektu zrealizowano także pozostałe planowane inwestycje, między innymi: nową sieć ciepłowniczą o długości 2,6 km oraz bazę paliwową, w której skład wchodzi wiata magazynowo-produkcyjna o powierzchni 400 metrów kwadratowych, utwardzony plac składowy (1 540 m²), budynek socjalno-admini-

Fotografia 3. Baz przygotowania paliwa



Fot. Piotr Gradziuk

stracyjny. Baza ta wyposażona została w rębak stacyjny o wydajności 7–9 t/h z systemem przenośników redlerowych (Fotografia 3).

Nowy system zaczął funkcjonować od sezonu grzewczego 2003/2004. Po prawie dwudziestu latach doświadczeń można stwierdzić, że zasadniczy cel, jakim było zahamowanie wzrostu cen energii cieplnej, został osiągnięty. W latach 2012–2021 ceny sprzedaży ciepła wprawdzie wzrosły z 34,45 do 40,64 zł/GJ (o 18,0%), ale należały do najniższych w Polsce. W 2021 roku średnie ceny ciepła w jednostkach wytwórczych, należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje Prezesa URE, były znacznie wyższe. W odniesieniu do węgla różnica ta wyniosła 27,7%, a pozostałych nośników energii odpowiednio: paliw gazowych – 77,2%; oleju opałowego – 86,2% i OZE – 13,5%. W sezonie grzewczym 2022/2023 taryfa dla ciepła wytwarzanego w Przedsiębiorstwie Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej Sp. z o. o. w Nowej Dębie została zatwierdzona przez Prezesa URE na poziomie 55,34 zł/GJ – jako jedna z najniższych w Polsce.

Zrealizowana w Nowej Dębie inwestycja była jak na warunki polskie przedsięwzięciem nowatorskim. Innowacyjność tego projektu polegała także na stworzeniu systemu zaopatrzenia w paliwo w oparciu o biomasę pochodzącą z zasobów lokalnych, w tym zakładanych plantacji roślin energetycznych. Jak się okazało, w kolejnych latach produkcja takiej biomasy nie była sprawą prostą. Pozyskane grunty nie

były użytkowane od ponad 20 lat, co znacznie podniosło koszty przygotowania pól pod nasadzenia i samych nasadzeń. Bardzo słaba jakość gruntów (V i VI klasa) oraz błędy w agrotechnice spowodowały, że koszty pozyskiwanej biomasy były znacznie wyższe od cen rynkowych, stąd też po kilkunastu latach plantację zlikwidowano.

Kotłownia opalana słomą w Grabowcu

Zupełnie inny przebieg miały zmiany systemu ciepłowniczego w miejscowości Grabowiec (woj. lubelskie). Impulsem do tych zmian była rozbudowa zespołu szkół, co spowodowało zwiększenie zapotrzebowania na energię ciepłą. Władze gminy stanęły przed dylematem zwiększenia mocy kotłowni węglowej przy rozbudowywanym zespole szkół albo budowy scentralizowanego systemu ciepłowniczego. Na zlecenie Wójta Gminy w 1994 roku przygotowano „Analizę możliwości i zakresu modernizacji systemu ciepłowniczego”. Rozpatrzono w niej cztery scenariusze. W pierwszym założono modernizację kotłowni zlokalizowanej przy rozbudowywanym zespole szkół. W kolejnych trzech – budowę scentralizowanego systemu ciepłowniczego, którego elementy różniły się pod względem zastosowania nośników energii: węgla, oleju opałowego albo słomy. Najkorzystniejszy był ten ostatni, ponieważ gwarantował niższe o blisko połowę koszty produkcji energii cieplnej w porównaniu do najdroższego (olejowego) i około 30% w odniesieniu do kotłowni węglowej. Stąd też decyzja władz gminy o wyborze wariantu biomasowego. Inwestycja ta została zrealizowana w 1996 roku. W kotłowni zastosowano technologię spalania słomy w postaci całych balotów ładowanych okresowo (Fotografia 4). Argumenty, które zadecydowały o wyborze takiej technologii, to: wielkość zapotrzebowania na moc ciepłą, do której tę technologię można jeszcze stosować, prosta konstrukcja i tym samym łatwa obsługa, mniejsza wrażliwość na zawilgocenie słomy, większe bezpieczeństwo przeciwpożarowe. Realizacja inwestycji od pozyskiwania funduszy do rozpoczęcia eksploatacji trwała około dziewięć miesięcy.

Całkowity koszt budowy kotłowni na słomę wyniósł 2190,6 tys. zł. Przedsięwzięcie sfinansowane zostało głównie z dotacji: Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (43,9%), Ekofunduszu (14,0%) i Wojewody Zamojskiego (1,9%). Pozostała kwota to środki własne Gminy w Grabowcu (13,3%) oraz pożyczka z Wojewódzkiego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Zamościu (26,9%). Znaczna część tej pożyczki została umorzona, po osiągnięciu założonych efektów ekologicznych, głównie redukcji emisji CO₂. Pierwsze kotły zastosowane w Grabowcu wyprodukowała firma Gizex z Pleszewa na licencji duńskiej firmy PILEVANG. Były to dwa kotły PM 320-DUO UNIT, o mocy 400 kW każdy. W 2005 roku ze względu na wzrost zapotrzebowania na energię ciepłą po dziewięcioletniej eksploatacji wymieniono dotychczasowe na nowe o mocy 550 kW każdy. Aktualna moc ciepłowni wynosi 1,1 MW. Na terenie kotłowni znajduje się magazyn, który może pomieścić około 74 t słomy, pozostała część (około 600 t) składowana jest w stertach, w promieniu około 1 km od kotłowni, na gruntach należących do gminy.

Fotografia 4. Załadunek kotła.



Fot. Piotr Gradziuk

Fotografia 5. Magazyn słomy



Fot. Piotr Gradziuk

System zaopatrzenia w słomę składa się z dwu etapów. W pierwszym podpi-sywane są z okolicznymi rolnikami umowy kupna-sprzedaży słomy na pokosie, z obszaru około 250 ha. W całym okresie funkcjonowania kotłowni przy ustalaniu ceny słomy obowiązywała zasada, że jej wysokość za 1 t równa była cenie 1 dt żyta, przyjętej przez Radę Gminy do wymiaru podatku rolnego (w 2022 r. – 50 zł/t). Opisywany zakład samodzielnie zajmował się prasowaniem, transportem i składowaniem słomy. Ze względu na specyfikę kotłów do zbioru słomy stosowano prasę zwijającą o średnicy 1,5 m. Masa balotów była zróżnicowana w zależności od wilgotności materiału (od 200 do 250 kg). Do załadunku służył wózek widłowy lub ładowacz czołowy zamontowany na ciągniku. Uwzględniając koszty prasowania, transportu oraz stertowania koszt pozyskania słomy wyniósł 320 zł/t, a jej wartość energetyczna 14 GJ/t (węgla średniej jakości 25 GJ/t).

W 2022 r. do sieci ciepłowniczej podłączone były wszystkie budynki użyteczności publicznej z tej miejscowości, o łącznej powierzchni ponad 7 tys. metrów kwadratowych, kościoł i zabudowania należące do parafii oraz budynek Niepublicznego Zespołu Opieki Zdrowotnej. Kotłownia ta nie była wyposażona w urządzenia pomiarowe, stąd też miernikiem efektywności inwestycji były koszty ogrzewania 1 metra kwadratowego powierzchni w przeliczeniu na 1 miesiąc. Od 2018 roku cena ta wynosi 4,38 zł/m² i nie planowano jej zmiany do następnego sezonu grzewczego (2023/2024). Cena ta również należy do najniższych w Polsce.

Z przedstawionych powyżej przykładów wynika, że wykorzystanie biomasy w systemach ciepłowniczych było efektywne ekonomicznie, mimo iż nie korzystano z preferencji, jakie przysługiwały sektorowi elektroenergetycznemu wytwarzającemu energię elektryczną z OZE, w tym z biomasy w procesach współspalania. Taki sposób zagospodarowania biomasy na cele energetyczne ma niewiele wspólnego ze zrównoważonym rozwojem i działaniami na rzecz ograniczenia emisji CO₂. Z uwagi na swe właściwości fizykochemiczne, przede wszystkim niską wartość energetyczną odniesioną do objętości, oraz szeroki przedział wilgotności, wpływające na koszty transportu i magazynowania, biomasa powinna być wykorzystywana lokalnie, jak najbliżej miejsc wytwarzania i głównie do produkcji energii cieplnej. W dotychczasowym systemie wsparcia, nawet po uchwaleniu kolejnej nowelizacji ustawy o OZE¹³ preferowane jest w dalszym ciągu wytwarzanie energii elektrycznej oraz cieplnej, ale tylko w energetyce zawodowej. Ustawodawca po raz kolejny nie uwzględnił postulatów, dotyczących objęcia podobną pomocą energii cieplnej w małych lokalnych kotłowniach.

¹³ Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, z późniejszymi zmianami. Dz. U. 2015, poz. 478 – <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU20150000478/U/D20150478Lj.pdf> [dostęp: 20.09.2022].

6.2.2. Gruntowe pompy ciepła w Gminie Ruda-Huta

Gmina Ruda Huta położona jest peryferyjnie, w niewielkiej odległości od polskich przejść granicznych z Ukrainą (Dorohusk – 27 km) i Białorusią (Sławatycze – 69 km), od wschodu sąsiaduje z rejonem lubomelskim (Wołyń, Ukraina). Należy do grupy samorządów o najniższych dochodach własnych w Polsce. Według Ministerstwa Finansów pod względem wskaźnika G – podstawowych dochodów podatkowych na 1 mieszkańca, przyjętego do obliczania subwencji wyrównawczej na 2022 r., gmina ta była sklasyfikowana na 2430 miejscu spośród 2477 podstawowych jednostek samorządu terytorialnego¹⁴. Stąd też Wójt inicjował działania na rzecz wykorzystania lokalnych zasobów OZE, upatrując w tym nie tylko zmniejszania wydatków na zakup nośników energii, ale także skutecznej metody realizacji planów gospodarki niskoemisyjnej i ograniczania niskiej emisji¹⁵. Dodatkową inspiracją dla władz gminy do podjęcia działań z tego zakresu była dostępność środków z funduszy europejskich na rozwój wykorzystania OZE¹⁶.

Również i w przypadku tego samorządu decyzje o modernizacji systemów ogrzewania budynków komunalnych poprzedzono sporządzeniem odpowiednich analiz¹⁷. Biorąc pod uwagę także takie kryteria, jak: wykonalność prawną, zdolność do generowania stałej ilości energii, niską kapitałochłonność niezbędnej infrastruktury przesyłowej, poprawę jakości powietrza, uciążliwość dla mieszkańców i brak wpływu na architekturę krajobrazu, zdecydowano, że optymalnym rozwiązaniem będzie zastosowanie gruntowych pomp ciepła. Na pilotażowy obiekt wybrano budynki Zespołu Szkół Ruda-Huta, gdzie w 2013 roku dokonano zmiany systemu ogrzewania z zasilanego olejem opałowym na gruntowe pompy ciepła, które wykorzystywano także na potrzeby ciepłej wody użytkowej. Inwestycja ta została zrealizowana w ramach działania 321 „Podstawowe usługi dla gospodarki i ludności wiejskiej”, objętego Programem Rozwoju Obszarów Wiejskich na lata 2007–2013. Już w pierwszym roku po zmianie systemu ogrzewania w budynku szkolnym o powierzchni 3,6 tys. m kwadratowych uzyskane oszczędności wyniosły 90 923,76 zł.

¹⁴ Ministerstwo Finansów. Wskaźnik dochodów podatkowych poszczególnych gmin na 2022 r. – <https://www.gov.pl/web/finanse/wskazniki-dochodow-podatkowych-gmin-powiatow-i-wojewodztwa-na-2022-r> [dostęp: 20.09.2022].

¹⁵ P. Gradziuk, B. Gradziuk, *Ranga odnawialnych źródeł energii w gminnych planach gospodarki niskoemisyjnej*, „Roczniki Naukowe SERiA” 2016: t. XVIII, z. 4, s. 67–72 – file:///C:/Users/Dell/Downloads/515672.pdf [dostęp: 20.09.2022].

¹⁶ P. Gradziuk, B. Gradziuk, *Próba oceny absorpcji środków z funduszy europejskich...*, op. cit., s. 95–105. DOI: 10.22630/RNR.2017.104.3.25.

¹⁷ Studium wykonalności dla projektu pn. Zakup i montaż pomp ciepła szansą zwiększenia wykorzystania energii przyjaznej środowisku w Gminie Ruda-Huta., realizowanego w ramach Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Lubelskiego na lata 2007-2013. Ruda Huta 2012.

Tak korzystne efekty, w wyniku których wydatki na ogrzewanie zmniejszyły się o 55%¹⁸, były bodźcem do podjęcia działań na rzecz modernizacji systemów ogrzewania oraz wytwarzania CWU w kolejnych 6 budynkach użyteczności publicznej. Zadania te pod nazwą „Zakup i montaż pomp ciepła szansą zwiększenia wykorzystania energii przyjaznej środowisku w Gminie Ruda-Huta” zrealizowano w ramach Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Lubelskiego na lata 2007–2013, Oś Priorytetowa VI: Środowisko i czysta energia, Działanie 6.2 Energia przyjazna środowisku. Efektem zmiany systemu zaopatrzeniu obiektów użyteczności publicznej w energię ciepłą są znaczące oszczędności. W latach 2012–2018 wydatki na ten cel zmniejszyły się o połowę, a ich udział w stosunku do dochodów budżetowych zredukowano z 2,41% do 0,72%, przy jednoczesnej poprawie komfortu cieplnego użytkowników. W 2019 roku pompy ciepła zamontowano też w nowym budynku biblioteki. Łączna moc zainstalowanych pomp ciepła w budynkach użyteczności publicznej Gminy Ruda Huta według stanu na dzień 31 grudnia 2021 roku wyniosła 0,449 MW_{th}. Dodatkowo wszystkie badane obiekty zostały wyposażone w zapasowe źródła ciepła, które w przypadku spadku średniodobowych temperatur poniżej –15°C pełnią rolę szczytowych. Łączna wartość zrealizowanych inwestycji wyniosła 1611,8 tys. zł, z czego 1214,4 tys. zł to dofinansowanie.

Podstawowe parametry techniczne badanych obiektów w gminie Ruda-Huta ogrzewanych z wykorzystaniem gruntowych pomp ciepła zestawiono w Tabeli 2.

Tabela 2. Wybrane techniczno-ekonomiczne parametry obiektów w gminie Ruda-Huta ogrzewanych z wykorzystaniem gruntowych pomp ciepła

L.p.	Nazwa obiektu	Ogrzew. pow. [m ²]	Nośnik energii przed moderniz.	Pompa ciepła		Dolne źródło		Szczytowe źródło ciepła (SŹC)		Koszty inwestycyjne [PLN]	
				typ	moc [kW]	typ	liczba i głębok. odwiert [m]	typ	[kW]	Pompy	SŹC
1.	Zespół Szkół Ruda-Huta	3600	olej opałowy	Danfoss DHP-R42	3 x 42	HDPE 100/ RC SDR 17	28 x 100	VITOPLEX 200 Typ SX2 (oil))	90-560	512 172	104 328
2.	Budynek komunalny Ruda-Huta	721	węgiel (LPG)	Alpha Innotec SWP 371	37	Aspol –FV Energeo	8 x 100	Buderus Logamax plus GB 162 (LPG)	70	166 050	67 154
3.	Ośrodek Zdrowia Ruda-Huta	1051	olej opałowy	Alpha Innotec SWP 581	58	Aspol –FV Energeo	11 x 100	Geminox 45 (oil) Ferroli 105 (oil)	150	252 150	128 326
4.	Urząd Gminy Ruda-Huta	414	olej opałowy	Alpha Innotec SWP 291	29	Aspol –FV Energeo	5 x 92	ACV Prestige 75 Solo (LPG)	75	123 000	127 615

¹⁸ P. Gradziuk, B. Gradziuk, *Efektywność ekonomiczna zastosowania pomp ciepła w ogrzewnictwie na przykładzie gminy Ruda-Huta*, „Annals of the Polish Association of Agricultural and Agribusiness Economists” 2019, XXI (2), s. 88–96.

5.	Centrum Kultury i Rekreacji Rudka	543	energia elektr.	Alpha In-notec SWP 371	37	Aspol –FV Energeo	7 x 100	Electric heaters	18	172 200	7 248
6.	Centrum Kultury Ruda-Kolonia	317	energia elektr.	Alpha In-notec SWC 170H	17	Aspol –FV Energeo	4 x 85	Electric heaters	15	92 250	6 122
7.	Centrum Kultury Żalin	229	energia elektr.	Alpha In-notec SWC 170H	17	Aspol –FV Energeo	4 x 80	Electric heaters	15	92 250	6 122
8.	Biblioteka Ruda-Huta	1609	LPG	Buderus WPS 64.2HT	2 x 64	HDPE 100/ RC SDR 17	20 x 92	Buderus Logamax plus GB V2 (LPG)	100	201 685	205 171

Źródło: Opracowanie własne na podstawie informacji z Urzędu Gminy Ruda-Huta.

Za realizację tych inwestycji gmina Ruda-Huta w Ogólnopolskim Rankingu Gmin i Powiatów 2019¹⁹ uzyskała wyróżnienie w kategorii „Gmin wiejskich”, głównie za działania proinwestycyjne i prorozwojowe, w tym promocję rozwiązań ekoenergetycznych oraz proekologicznych, które wynikają z ustawy o samorządzie gminnym.

6.2.3. Farma fotowoltaiczna gmin partnerskich Doliny Zielawy

Energia Dolina Zielawy Spółka z o.o. z siedzibą w Wisznicach została utworzona przez samorządy pięciu gmin partnerskich Doliny Zielawy. W skład porozumienia wchodzi 3 gminy z powiatu bialskiego – tj. Rossosz, Wisznice, Sosnówka – i 3 z terenu powiatu parczewskiego – Milanów (nie jest udziałowcem Spółki), Jabłoń oraz Podedwórze. Spółka jako samodzielny podmiot gospodarczy prawa handlowego została zarejestrowana w Sądzie Rejonowym w Lublinie VI Wydział Gospodarczy – Krajowy Rejestr Sądowy w dniu 15 listopada 2012 roku. Udziały w spółce zostały określone proporcjonalnie do liczby mieszkańców oraz powierzchni gmin. Podstawowym przedmiotem działalności Spółki jest wytwarzanie energii elektrycznej w instalacji fotowoltaicznej o mocy 1,4 MW położonej w miejscowości Bordziłówka (gm. Rossosz, woj. lubelskie) oraz jej sprzedaż. Inwestycja została zrealizowana w 2014 roku, a część środków finansowych na jej budowę pozyskano z Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Lubelskiego 2007–2013. Był to wówczas największy tego typu obiekt w Polsce. Obecnie jest jedną z największych w województwie lubelskim. Zajmuje obszar 3,5 ha, a łączna powierzchnia zainstalowanych paneli fotowoltaicznych wynosi około 8400 metrów kwadratowych.

¹⁹ Związek Powiatów Polskich. Zwycięzcy Ogólnopolskiego Rankingu Gmin i Powiatów 2019 – <https://www.zpp.pl/artukul/1713-zwyciezcy-ogolnopolskiego-rankingu-gmin-i-powiatow-2019> [dostęp: 20.09.2022].

Farma fotowoltaiczna składa się z 5560 modułów fotowoltaicznych polikrystalicznych Renesola JC250M-24/Bb o mocy 250 W każdy oraz 104 modułów fotowoltaicznych cienkowarstwowych, w tym:

- moduły z tellurku kadmu (CdTe) Calyxo CX3 o mocy 75W każdy,
- moduły z selenku galowo-indowo-miedzanego (CIGS) Solar Frontier SF155S o mocy 155W każdy,
- moduły z krzemu amorficznego (a-Si) NexPower NH-100AX o mocy 95W każdy.

Ich szczegółowe parametry zawarte są w opracowaniu „Eksperymentalna analiza wydajności systemu fotowoltaicznego z różnymi technologiami modułów w umiarkowanych warunkach klimatycznych”²⁰. Moduły polikrystaliczne współpracują z 70 inwerterami Delta Solivia 20TLS o mocy 20 kW, moduły cienkowarstwowe z 3 inwerterami Delta Solivia 3.3 TR p mocy 3,3 kW. Wszystkie falowniki w elektrowni podzielone są na 11 rozdzielnic niskiego napięcia, z których energia przekazywana jest do stacji transformatorowej. W rozdzielnicach NN znajdują się liczniki „zielonej energii”.

Panele fotowoltaiczne zostały zainstalowane na stalowej konstrukcji, białej w grunty, na głębokość 1,30 m, bez użycia betonowych fundamentów. Konstrukcja jest rozmieszczona tak, aby rzędy modułów nie doprowadzały do zacinienia sąsiadujących modułów. Panele słoneczne są nachylone pod kątem 35° względem poziomu.

Na farmie znajduje się również stacja transformatorowa, w której zlokalizowany jest system sterowania i monitorowania pracy elektrowni. W stacji działa transformator, dzięki któremu możliwa jest zamiana niskiego napięcia na średnie i wprowadzenie energii elektrycznej do sieci przez przyłącze energetyczne. Całkowite koszty inwestycyjne badanego systemu fotowoltaicznego wyniosły 7,64 mln zł, co w przeliczeniu na 1 MW_e zainstalowanej mocy wyniosło 5,46 mln zł. W strukturze kosztów inwestycyjnych największą pozycję stanowił zakup paneli PV (49,59%), a w dalszej kolejności okablowanie (14,57%), inwertery (11,52%) i budowa trafo-stacji (5,38%). Łącznie nakłady na te urządzenia i materiały stanowiły ponad 80% całkowitych kosztów brutto wydatkowanych na realizację tej inwestycji. Inwestycję sfinansowano z dotacji (2,6 mln zł) Regionalnego Program Operacyjny Województwa Lubelskiego (RPO WL 2007–2013), Oś Priorytetowa VI. Środowisko i czysta energia, Działanie 6.2. Energia przyjazna środowisku (umowa RPLU.06.02.00-06-086/12-00) oraz kredytu bankowego (4,6 mln zł) udzielonego początkowo na okres dziesięcioletni, a następnie przedłużonego o 1 rok. Zmiana warunków kredytowania wynikała z niższych od zakładanych przychodów ze sprzedaży praw majątkowych do świadectw pochodzenia energii (PMSPE) w latach 2015–2017. Część tego kre-

²⁰ S. Gulkowski, A. Zdyb, P. Dragan, *Experimental Efficiency Analysis of a Photovoltaic System with Different Module Technologies under Temperate Climate Conditions*, “Applied Sciences” 2019, 9(1), s. 141.

dytu (1,4 mln zł) została przeznaczona na sfinansowanie podatku VAT, który w kolejnych latach będzie odzyskiwany i przeznaczany na spłatę tego zobowiązania.

Z uzyskanych informacji w Spółce oraz prowadzonych na ich podstawie analiz²¹ wynika, że produkcja energii elektrycznej w badanych latach podlegała tylko niewielkim wahaniom, od 1322 MWh (0,94 MWh/MW zainstalowanej mocy) w 2017 r. do 1519 MWh w 2015 roku (1,09 MWh/MW), przy czym cechowała się wysoką miesięczną zmiennością, szczególnie między okresami listopad–luty i maj–wrzesień. Znacznie wyższą fluktuacją charakteryzowały się ceny sprzedaży energii elektrycznej oraz praw majątkowych do świadectw pochodzenia energii. W latach 2017–2021 średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym wzrosły o ponad 300%, a PMSPE o około 190%. Główną przyczyną to wzrost cen węgla (w Polsce około 75% energii elektrycznej jest wytwarzana z tego surowca – kamiennego lub brunatnego) oraz uprawnień do emisji CO₂.

Na podstawie przeprowadzonej analizy dotychczasowego funkcjonowania farmy fotowoltaicznej Dolina Zielawy Sp. z o.o. oraz przyjętych założeń, można wnosić, że spełniła się wizja, o której pisał Ryszard Manteuffel²²: „Surowiec, z którego przemysł dzisiaj sięga pełną garścią, stanowi dobro ograniczone, a wszystkie liczące się dzisiaj źródła energii dotyczą energii nieodtwarzalnej. I to jest z mora, która będzie trapić ludzkość tak długo, aż geniusz ludzki wynajdzie sposób korzystania bez ograniczeń z energii słonecznej”. Przy czym sformułowanie „bez ograniczeń” zostało zinterpretowane jako „korzystanie w sposób efektywny ekonomicznie”.

Niemniej jednak inwestowanie w wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii obarczone jest bardzo wysokim ryzykiem zarówno rynkowym, jak i prawnym. Przy cenach sprzedaży energii elektrycznej i praw majątkowych do świadectw pochodzenia energii, jakie uzyskiwano, w pierwszych 4 latach funkcjonowania farmy fotowoltaicznej istniała poważna obawa, iż inwestycja ta okaże się nieopłacalna dla inwestora. Dopiero znaczny wzrost tych cen od III kwartału 2018 roku spowodował poprawę prognoz wyniku finansowego. W badanym okresie pięciokrotnie też nowelizowano ustawę o odnawialnych źródłach energii, co wpływa negatywnie na procesy inwestycyjne w tym sektorze. Zaistniała sytuacja po napaści Rosji na Ukrainę w 2022 roku utwierdziła lokalne samorządy, jak słuszna była podjęta decyzja, nie tylko z punktu widzenia włączenia się w światowe działania na rzecz ograniczania emisji gazów cieplarnianych, uzyskiwane efekty ekonomiczne, ale także bezpieczeństwo energetyczne.

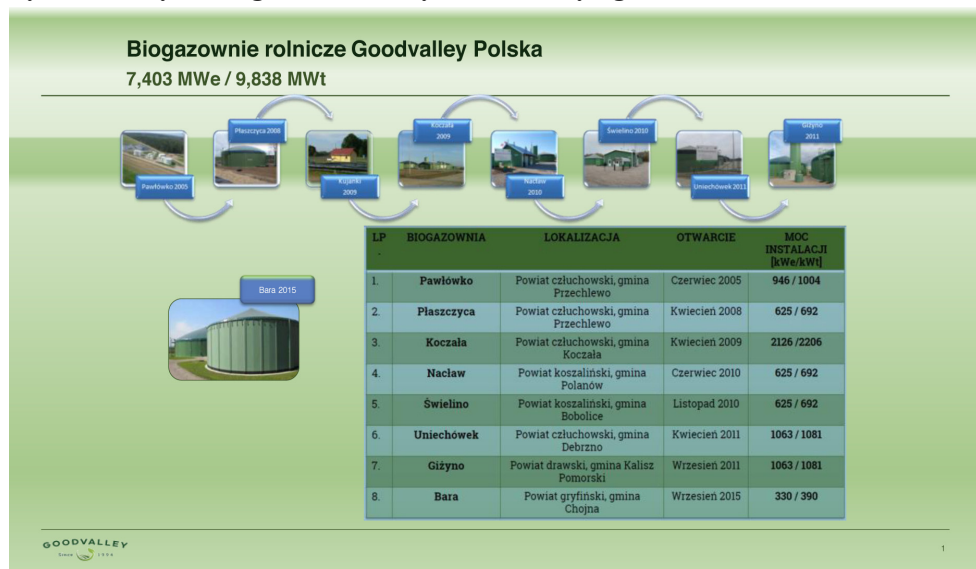
²¹ P. Gradziuk, B. Gradziuk, *Economic profitability of investment in a photovoltaic plant in south-east Poland*, „Annals of the Polish Association of Agricultural and Agribusiness Economists” 2019, XXI (3), s. 124–133.

²² R. Manteuffel-Szoego, *Filozofia rolnictwa (Philosophy of agriculture)*, PWN, Warszawa 1987.

6.2.4. Biogazownie rolnicze Goodvalley Agro S.A.

W Polsce produkcja energii pierwotnej z biogazu w 2020 roku wyniosła 322,4 ktoe, co stanowiło zaledwie 2,6% udziału w wytworzonej energii pierwotnej z OZE. W Niemczech, które charakteryzują się niewiele większym potencjałem zasobów dla tego sektora, w tym samym okresie wskaźniki te wynosiły odpowiednio 7744,8 ktoe i 16,6%, z tego 92,6% wytworzono w biogazowniach rolniczych. O randze tego źródła w warunkach naszego kraju świadczą zapisy w przyjętym przez Radę Ministrów jeszcze w 2010 roku dokumencie „Kierunki rozwoju biogazowni rolniczych w Polsce w latach 2010–2020”²³. Ich realizacja wpłynęłaby na dywersyfikację dostaw gazu, którego realnie dostępny potencjał wynosi ponad 8,1 mtoe rocznie, co oznacza, że w roku 2020 był wykorzystywany zaledwie w około 4,0%. W rejestrze wytwórców biogazu rolniczego prowadzonym przez Dyrektora Generalnego Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa (KOWR) w dniu 30 września 2022 roku wpisanych było 117 podmiotów, do których należało 140 biogazowni²⁴. Największym wytwórcą biogazu rolniczego w Polsce jest Goodvalley Agro S.A. z Przechlewa (pow. człuchowski), która w 2022 roku posiadała 8 takich obiektów w północno-zachodniej Polsce zrealizowanych w latach 2005–2015 (Rysunek 1).

Rysunek 1. Wykaz biogazowni rolniczych Goodvalley Agro S.A. Przechlewo



Źródło: G. Brodziak, Goodvalley Agro S.A. Przechlewo – prezentacja biogazowni rolniczych

²³ Kierunki rozwoju biogazowni rolniczych w Polsce w latach 2010–2020. Urząd Rady Ministrów, Warszawa 2010.

²⁴ <https://www.kowr.gov.pl/uploads/pliki/oze/biogaz/Rejestr%20wytw%C3%B3rc%C3%B3w%20biogazu%20rolniczego%20z%20dnia%2014.10.2022%20r..pdf> [dostęp: 30.09.2022].

Głównym substratem używanym do produkcji biogazu rolniczego w Goodvalley Agro S.A. jest gnojowica, pochodząca z ferm trzody chlewnej należących do Spółki. Ze względu na niskie stężenie substancji organicznych w gnojowicy uzasadnione jest uzupełnianie wsadu substratami o wyższej wartości energetycznej. W prezentowanych biogazowniach są kiszonki z zielonek, głównie kukurydzy, treści żołądkowe pochodzące z zakładów mięsnych należących do Spółki, a w ostatnim okresie także słoma.

Biogazownie należące do Goodvalley Agro S.A. działają w układach kogeneracyjnych, czyli wytwarzają energię elektryczną i ciepłą zarówno na potrzeby Spółki, jak i okolicznych odbiorców. Zagospodarowywana jest także masa pofermentacyjna jako cenny nawóz organiczny. Inne zalety to redukcja około 250 tys. t/rok gazów cieplarnianych (ekwiwalent CO₂) i 80% odorów, głównie pochodzących od gnojowicy oraz innych produktów odpadowych. Przefermentowana biomasa, stosowana na polach jako nawóz organiczny, jest mniej uciążliwa niż zapach surowych substratów z produkcji rolnej lub z przetwórstwa rolno-spożywczego.

Jedną z ostatnich inicjatyw Goodvalley Agro S.A., odnoszącą się do rozwoju wykorzystania OZE w regionie, było bardzo duże zaangażowanie w działania na rzecz utworzenia Przechlewskiego Klastra Energetycznego. Stosowny wniosek został złożony na konkurs ogłoszony dla pilotażowych klastrów przez Ministerstwo Energii w 2017 roku. Starania okazały się skuteczne i zaowocowały otrzymaniem 9 maja 2018 roku „Certyfikatu Pilotażowego Klastra Energii za pionierskie przedsięwzięcia w sektorze energetyki rozproszonej”. Jego powstanie stwarza możliwości ubiegania się w przyszłości o dalsze środki zewnętrzne na rozbudowę systemów energetycznych oraz wspieranie inicjatyw związanych z wykorzystaniem energii odnawialnej.

Literatura (wybór)

- Barriere rozwoju odnawialnych źródeł energii*, Raport o wynikach kontroli Najwyższej Izby Kontroli, 2020. Nr ewid. 190/2020/P/20/016/KGP.
- Cambridge University Press. Stern Review, *The Economics of Climate Change* – http://mudancasclimaticas.cptec.inpe.br/~rmclima/pdfs/destaques/sternreview_report_complete.pdf [dostęp: 20.09.2022].
- Curkowski A., Mroczkowski P., Oniszk-Popławska A., Wiśniewski G., *Biogaz rolniczy – produkcja i wykorzystanie*, Mazowiecka Agencja Energetyczna (2009).
- Czaja S. i in., *Podstawy ekonomii środowiska i zasobów naturalnych*, red. nauk. B. Fiedor, C.H. Beck, Warszawa 2002.
- Etel L., *Podatek od nieruchomości, rolny, leśny*, CH Beck, Warszawa 2005.
- Jak zbudować małą elektrownie wodną? Przewodnik inwestor*, Europejskie Stowarzyszenie Małej Energetyki Wodnej, ESHA 2010.
- Jankowski Ł. [w:] *Prawo energetyczne. Ustawa o odnawialnych źródłach energii. Ustawa o rynku mocy. Ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych. Komentarz*, red. M. Czarnecka, T. Ogłódek, CH Beck, Warszawa 2020.
- Krajowy Plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030*, Ministerstwo Aktywów Państwowych, Warszawa 2019.
- Makowski M. [w:] *Ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych. Komentarz*, wyd. II, LEX 2018, art. 4.
- Meadows D.H., Meadows D.L., Randers J., Behrens III W., *The limits to growth*, Universe Books, New York 1972.
- Micek D., *Spoleczno-kulturowe uwarunkowania rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce. Raport z analizy danych zastanych* – www.er.agh.edu.pl (2020)
- Myczko A. i in., *Budowa i eksploatacja biogazowni rolniczych. Poradnik dla inwestorów zainteresowanych budową biogazowni rolniczych*, Wydawnictwo Instytutu Technologiczno-Przyrodniczego (Falenty), Warszawa–Poznań 2011.
- Nalepa K., Miąskowski W., Pietkiewicz P., Piechocki J., Bogacz P., *Poradnik małej energetyki wiatrowej*, Warmińsko-Mazurska Agencja Energetyczna, Olsztyn 2001.
- Nordhaus W.D., Samuelson P.A., *Ekonomia*, PWN, Warszawa 2006.
- Plan Strategiczny dla Wspólnej Polityki Rolnej na lata 2023–2027 – <https://www.gov.pl/web/wprpo2020/zatwierdzony-przez-komisje-europejska-plan-strategiczny-dla-wspolnej-polityki-rolnej-na-lata-2023-2027> [dostęp: 30.09.2022].

- Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Warszawa 2021.*
- Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do roku 2040, Warszawa październik 2021, Załącznik do uchwały nr 149 Rady Ministrów z dnia 2 listopada 2021 r. (poz. 1138), Monitor Polski z 2021 r., poz. 1138.*
- Popczyk J., *Energetyka rozproszona: od dominacji energetyki w gospodarce do zrównoważonego rozwoju, od paliw kopalnych do energii odnawialnej i efektywności energetycznej*, Polski Klub Ekologiczny. Okręg Mazowiecki, Warszawa 2011.
- Prystupa M., *Stopa dyskontowa a koszt kapitału – rekomendacje dla oceny opłacalności projektów z sektora energetyki odnawialnej*, [w] *Ryzyko inwestowania w polskim sektorze energetyki odnawialnej*, red. S. Kasiewicz, Wyd. CeDeWu, Warszawa 2012.
- Przybylska M., *Zasada odległościowa w procesie inwestycyjnym elektrowni wiatrowej i zabudowy mieszkaniowej a działania organów samorządowych*, „Państwo i Prawo” 2018, nr 4.
- Reichel M., Muszyński J., *Akceptacja dla OZE. Podręcznik dobrych praktyk bezkonfliktowego rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce i Niemczech* – www.dreberis.com
- Rogall H., *Ekonomia zrównoważonego rozwoju. Teoria i praktyka*, Zys i S-ka, Poznań 2010.
- Siwowska A., *Proces inwestycyjno-budowlany dla instalacji OZE*, CH Beck, Warszawa 2019.
- Skibicki O., Dończyk M., Stupak M., Korzon M., *Odnawialne źródła energii. Poradnik dla inwestorów oraz wytwórców energii*, Kluwer, Warszawa 2022.
- Sosnowski P. [w:] K. Buczyński, J. Dziedzic-Bukowska, J. Jaworski, P. Sosnowski, *Ustawa o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. Komentarz*, LexisNexis 2014, art. 10.
- Szalewska M. [w:] *Oceny oddziaływania na środowisko w praktyce*, red. B. Rakoczy, Kluwer, Warszawa 2017.
- Sztumski J., *Konflikty społeczne i negocjacje jako sposoby ich przewyższania*, WWZPCz, Częstochowa 2000.
- Toffler A., *Trzecia fala*, PIW, Warszawa 1997.
- Wincenciak M. [w:] *Ustawa o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. Komentarz aktualizowany*, red. A. 3, M. Wierzbowski, LEX/el. 2021, art. 28.
- Woś A., Zegar J., *Rolnictwo społecznie zrównoważone*, Instytut Ekonomiki Rolnictwa i Gospodarki Żywnościowej, Warszawa 2002.
- Żylicz M., *Ekonomia środowiska i zasobów naturalnych*, PWE, Warszawa 2005.