

ZMIANY SYSTEMÓW WSPARCIA WYTWARZANIA ENERGII ZE ŹRÓDEŁ ODNAWIALNYCH W POLSCE NA PRZYKŁADZIE MAŁYCH ELEKTROWNI WODNYCH W LATACH 1981–2023

Abstrakt

Przedmiot badań: Systemy wsparcia wytwarzania energii odnawialnej w Polsce oraz ceny sprzedaży energii ze źródeł odnawialnych.

Cel badawczy: Próba oceny systemów wsparcia i ich wpływu na ceny sprzedaży energii wobec wysokich kosztów inwestycyjnych, wysokiej specyficzności aktywów i długiego czasu oczekiwania na pojawienie się pierwszych przychodów w energetyce wodnej.

Metoda badawcza: Analiza porównawcza systemów wsparcia w Polsce po 1981 r., przegląd źródeł branżowych, raportów sektorowych, literatury z zakresu ekonomii środowiska i zasobów naturalnych, analiza SWOT.

Wyniki: System FIT zapewnia inwestorom długotrwałą stabilność finansową.

Słowa kluczowe: energetyka wodna, odnawialne źródła energii, systemy wsparcia, koszty inwestycyjne.

Klasyfikacja JEL: Q42

Wstęp

Definicja małych elektrowni wodnych (MEW) jako elektrowni o mocy zainstalowanej poniżej 5 MW pojawiła się w polskim ustawodawstwie w Uchwale Rady Ministrów z 1981 r. w sprawie rozwoju małej energetyki wodnej¹, zwanej dalej uchwałą MEW.

Pierwsze elektrownie wodne były budowane na ziemiach polskich jeszcze w czasie zaborów pod koniec XIX w. W dwudziestoleciu międzywojennym w granicach ówczesnej Polski zlokalizowanych było kilka tysięcy siłowni i młynów wodnych, a także elektrowni wodnych, co przyczyniało się do rozwoju gospodarczego małych miejscowości². Z kolei w powojennej Polsce prywatne obiekty hydroenergetyczne były często administracyjnie zamykane, nie dawano zgody na ich remonty, wiele z nich niszczało. Do ponownego rozwoju MEW przyczyniło się ogłoszenie uchwały MEW (1981 r.) oraz transformacja ustrojowa (1989 r.). W Polsce w 2021 r. znajdowało się 786 elektrowni wodnych, z czego:

- 11 elektrowni o mocy zainstalowanej powyżej 10 MW,
- 5 elektrowni o mocy zainstalowanej pomiędzy 5–10 MW,

* Dr, Uniwersytet Łódzki, Wydział Ekonomiczno-Socjologiczny, Katedra Ekonomii Rozwoju; e-mail: joanna.soltuniak@uni.lodz.pl

¹ Uchwała nr 192.

² E. Malicka, *Small hydropower sector in Poland*, 2017, http://www.hrcshp.org/road_en/images/2019/18.pdf; stan na 24.04.2023 r.

– 770 elektrowni o zainstalowanej mocy poniżej 5 MW (MEW)³.

Na polskich wodach znajduje się około 14,5 tys. budowli i urządzeń piętrzących wodę o wys. ponad 0,7 m, przy których według niektórych szacunków mogłoby zostać wybudowane jeszcze dodatkowo 2 tys. nowych elektrowni⁴. Natomiast warto zauważyć, że w lokalizacjach ze stosunkowo dobrym potencjałem hydroenergetycznym często już wcześniej zostały wybudowane elektrownie wodne. Lokalizacje pozostające dotychczas niewykorzystane energetycznie mogą dawać dość niski potencjał hydroenergetyczny, np. przez niewielki spadek czy niskie średnie przyływy wodne. Z drugiej strony niektóre lokalizacje o lepszych parametrach hydroenergetycznych mają nieuregulowane kwestie właścicielskie lub są trudności z dostępem do nich, ustanowieniem dojazdu, mogą występować zbyt wysokie koszty środowiskowe dla realizacji tego rodzaju inwestycji itp.

W literaturze zwraca się uwagę na potrzebę budowy kolejnych piętrzeń w celu regulacji rzek i retencjonowania wody⁵. Zapewne część z nich w przyszłości mogłaby też pełnić funkcję energetyczną. Budowy piętrzeń wymagają przeprowadzenia szczegółowych badań m.in.: w zakresie transportu osadów, ich akumulacji i wpływu na ekosystemy w długiej perspektywie czasowej⁶. Jest to ważne, gdyż tego rodzaju inwestycje mogą znacząco oddziaływać na otoczenie.

Celem pracy jest próba oceny systemów wsparcia wytwarzania energii z MEW w Polsce po ogłoszeniu Uchwały MEW (1981 r.) i poznanie wpływu poszczególnych systemów na kształtowanie się ceny energii ze źródeł odnawialnych. Te rozważania będą prowadzone przy uwzględnieniu charakteru inwestycji: długiego okresu procesu administracyjno-inwestycyjnego i przez to wydłużonego czasu oczekiwania na pojawienie się pierwszych przychodów, wysokiej specyficzności aktywów, wysokich kosztów inwestycyjnych oraz długiego cyklu życia obiektów.

1. Charakterystyka inwestycji w MEW – wybrane zagadnienia

³ **Urząd Regulacji Energetyki**, *Instalacje odnawialnych źródeł energii – stan na 31 grudnia 2021 r.*, www.ure.gov.pl/pl/oze/potencjal-krajowy-oze/8108,Instalacje-odnawialnych-zrodel-energii-stan-na-31-grudnia-2021-r.html; stan na 1.05.2023 r.

⁴ **Ministerstwo Środowiska, Krajowy Zarząd Gospodarki Wodnej**, *Projekt Polityki Wodnej Państwa do roku 2030*, s. 34, <http://www.kzgw.gov.pl/pl/Projekt-Polityki-wodnej-panstwa-do-roku-2030.html>; stan na 20.03.2023 r.

⁵ **W. Majewski**, *Zarządzanie zasobami wodnymi w Polsce*, 2018, <https://docplayer.pl/109574944-Zarządzanie-zasobami-wodnymi-w-polsce-2018.html>; stan na 20.03.2023 r.; **R. Miłaszewski**, *Wykorzystanie zasobów wodnych w Polsce. Księga jubileuszowa prof. Fiedora*, Ekonomia i Środowisko, Wrocław 2016.

⁶ **Ch. Pavisorn, X. Mengzhen, T. Wenzhe**, *Assessment of reservoir trapping efficiency and hydropower production under future projections of sedimentation in Lancang-Mekong River Basin*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, September 2023/184, s. 1–21.

MEW zwykle budowane są przy już istniejących wielozadaniowych obiektach piętrzących wodę. Koszty inwestycyjne zależą od warunków środowiskowych, hydrologicznych, geologicznych, geomorfologicznych, dostępnej infrastruktury i jej stanu technicznego, nałożonych administracyjnych i projektowych wymagań w zakresie inwestycji. Obiekty elektrowni wodnych, a zwłaszcza towarzysząca im infrastruktura hydrotechniczna zwykle są zupełnie inne, dostosowane do lokalnych uwarunkowań. Wydaje się, że nie ma w energetyce wodnej takiej możliwości porównywania kosztów inwestycyjnych pomiędzy obiektami, jak np. w fotowoltaice czy elektrowniach wiatrowych, gdzie obiekty i infrastruktura towarzysząca zwykle są podobne do siebie. Podaje się, że w energetyce wodnej koszty inwestycyjne są bardzo wysokie i zróżnicowane w zależności od obiektu. Przeciętnie ok. 60% stanowią koszty budowlane obiektu wraz z infrastrukturą towarzyszącą, zaś ok. 40% koszty związane z elektryką⁷.

Inwestorzy zwykle ponoszą też znaczne nakłady na dostosowanie elektrowni wodnej do potrzeb ochrony środowiska i ochrony rybostanu. Są one przykładowo związane z budową tradycyjnej przepławki lub aktywnej przepławki z turbiną, założeniem barier elektroniczno-elektrycznych przeciw dostaniu się ryb do turbin czy specjalnych turbin dla ochrony rybostanu, gęstych krat, przygotowaniem odpowiedniej konstrukcji elektrowni itp.⁸ Urządzenia wytwarzające energię w elektrowni wodnej, udrażniające ciek i ochraniające rybostan często są wysoce zaawansowane technologicznie, wymagające przeprowadzenia wcześniej wielu badań i ekspertyz, wykazując, że spełniają założone normy technologiczne i środowiskowe. Te technologie bywają opatentowane. Z tego względu producenci tych urządzeń to zwykle monopoliści lub oligopoliści na obsługiwanych przez nich rynkach. Są to wysoce specyficzne aktywa, często nieprzenoszalne, dostosowane do lokalizacji (przykładowo w zakresie spadku wodnego, charakterystyki przepływów wodnych, geomorfologii) i lokalnej infrastruktury, które trudno upłynnić.

Początkowe nakłady wiążą się z rozpoznaniem warunków lokalnych (hydrologicznych, geologicznych, środowiskowych itd. ...) oraz jak najdokładniejszym poznaniem charakterystyki przepływów, aby dobrze dobrać stosowne urządzenia hydroenergetyczne. Grunty pokryte wodami płynącymi i brzegi, na których ma być wybudowana elektrownia wodna wraz z infrastrukturą towarzyszącą, zwykle częściowo lub w całości należą do Skarbu

⁷ **K. Herlender, W. Bobrowicz**, *Techniczne i ekonomiczne aspekty budowy małych elektrowni wodnych*, Politechnika Wrocławska, VI Lubuska Konferencja Naukowo-Techniczna, 2010, www.mitel.uz.zgora.pl/CD/2010/s151.pdf; stan na 20.05.2024 r.

⁸ **E. Malicka**, *Stan i potrzeby zmian regulacji prawnych związanych z rozwojem małej energetyki wodnej z poszanowaniem środowiska*, Raport MEW w Polsce, 2021, s. 64–67.

Państwa. Są zarządzane przez Wody Polskie, które dzierżawią je odpłatnie inwestorom według określonych warunków, natomiast grunty wokół potencjalnej inwestycji mogą być prywatne i ich udostępnienie wiąże się z uzgodnieniami pomiędzy zainteresowanymi stronami.

Następnie rozpoczyna się proces uzyskiwania niezbędnych pozwoleń administracyjno-projektowych (pozwolenia środowiskowe, warunki zabudowy, pozwolenia wodnoprawne, pozwolenie na budowę, uzgodnienia energetyczne). Opisuje się, że często instytucje administracyjne nie działają spójnie⁹. To może prowadzić do przewlekłości postępowań. Wydłużają je też długie negocjacje między stronami postępowania, dopasowywanie projektów do wymogów stron i częste zmiany przepisów administracyjno-prawnych. W latach 80. i 90. XX w. czas uzyskania niezbędnych pozwoleń administracyjnych wraz z budową MEW przy wcześniej wybudowanych piętrzeniach wodnych trwał kilka–kilkanaście miesięcy, a po 2010 r. nieraz około 5 lat¹⁰. W przypadku budowy obiektu od podstaw ten okres może trwać nawet kilkanaście lat¹¹.

Długi czas realizacji inwestycji wiąże się z długim czasem oczekiwania na pojawienie się pierwszych przychodów i przez to opóźnionym zwrotem nakładów inwestycyjnych. Poniesione nakłady inwestycyjne mogą nie być zrekompensowane w przypadku trudności w zrealizowaniu inwestycji czy niskich cenach za wytworzoną energię¹². Koszt zwrotu poniesionych nakładów inwestycyjnych w przypadku MEW w Polsce szacuje się na 7–25 lat od momentu uruchomienia elektrowni w zależności od obiektu¹³.

Koszty ponoszone w czasie eksploatacji są zróżnicowane w zależności m.in.: od opłat i podatków lokalnych czy kosztów obsługi elektrowni. Z czasem dochodzą koszty remontów lub modernizacji obiektu.

Elektrownie wodne charakteryzuje długi cykl życia – kilkadziesiąt lat, a nawet dłużej. W północnej Polsce znajdują się elektrownie wytwarzające energię już ponad 100 lat. Jednakże należy uwzględnić, że decyzje administracyjne są wydawane zwykle na określony czas, np. pozwolenie wodnoprawne na maksymalnie 20 lat. Kolejne decyzje mogą być wydane na zupełnie innych warunkach, być może niemożliwych lub zbyt kosztownych w realizacji dla właściciela MEW. Zatem w ocenie opłacalności inwestycji powinno się uwzględnić kilkuletni okres potrzebny na proces administracyjno-inwestycyjny wraz z budową obiektu, a rachunek

⁹ **K. Bentkowska**, *Optymalizacja kosztów transakcyjnych jako sposób na podniesienie konkurencyjności przedsiębiorstw*, *Kwartalnik Nauk o Przedsiębiorstwie* 2020/4, s. 32–47.

¹⁰ **J. Soltuniak**, *Koszty transakcyjne w energetyce wodnej*, Wydawnictwo Uniwersytetu Łódzkiego, Łódź 2016, s. 210–223.

¹¹ **K. Herlender**, **W. Bobrowicz**, *Techniczne i ekonomiczne aspekty budowy...*

¹² **J. Soltuniak**, *Koszty transakcyjne...*, s. 210–223.

¹³ **K. Herlender**, **W. Bobrowicz**, *Techniczne i ekonomiczne aspekty budowy...*

kalkulacyjny inwestycji powinien być dodatni przed końcową datą obowiązywania pierwszych pozwoleń.

2. Polityka Unii Europejskiej i Polski wobec pozyskiwania energii odnawialnej

Zarówno w polityce Unii Europejskiej (UE), jak i też polskiej od lat kładzie się nacisk na wspieranie i zwiększanie wytwarzania energii z odnawialnych źródeł energii (OZE) z uwagi na dążenie do eliminacji surowców kopalnych w energetyce, dbałość o ochronę środowiska przyrodniczego i klimatu, a także dywersyfikację źródeł energii i bezpieczeństwo energetyczne. Istotnym założeniem w polityce unijnej jest wspieranie wytwarzania energii z odnawialnych źródeł funduszami publicznymi dopóki koszty wytwarzania energii z nich będą wyższe niż ze źródeł konwencjonalnych¹⁴. Coraz częściej, zarówno w innych państwach unijnych, jak i w Polsce, poszczególne technologie źródeł odnawialnych są różnie traktowane przez systemy wsparcia w zależności od np.: ogólnych kosztów inwestycyjnych czy stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej (SWM). Założeniem Polityki energetycznej Polski do 2040 r. (PEP 2040) jest wspieranie technologii wytwarzających odnawialną, czystą energię w sposób stabilny oraz zapewniających możliwość pracy w zależności od bieżącego i planowanego zapotrzebowania na energię¹⁵. Elektrownie wodne wpisują się w te założenia. Na tle innych OZE cechują się stabilnością produkcji energii i przewidywalnością produkcji w krótkim horyzoncie czasowym. Mogą wytwarzać energię w sposób ciągły, zwykle ze zmiennością sezonową i wieloletnią. W przypadku niektórych elektrowni przyzbiornikowych istnieje możliwość dopasowywania produkcji energii do potrzeb systemu energetycznego.

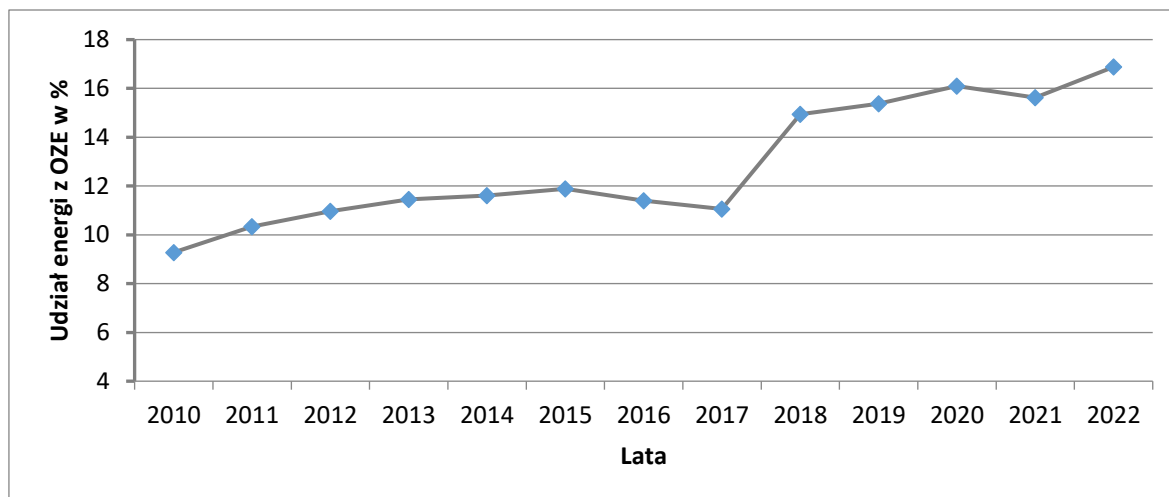
Innym ważnym założeniem PEP 2040 jest minimum 32% udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii w 2030 r. To wydaje się trudne do osiągnięcia. W 2022 r. w Polsce ten udział wynosił ok. 16,88%, a dla porównania średni udział w państwach UE – 23,05% (najwięcej w Szwecji – 66,00%)¹⁶. Rozwój wykorzystania OZE w Polsce przedstawia rys. 1.

RYSUNEK 1: *Udział energii ze źródeł odnawialnych [w %] w końcowym zużyciu energii w Polsce w latach 2010–2022 wg danych publikowanych przez Główny Urząd Statystyczny (GUS)*

¹⁴ M. Giacomara, F. Bono, *European Union commitment towards RES market penetration: From the first legislative acts to the publication of the recent guidelines on State aid 2014/2020*, Renewable and Sustainable Energy Reviews 2015/47, s. 218–232.

¹⁵ *Polityka Energetyczna Polski do 2040*, 2021.

¹⁶ EUROSTAT, ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_ind_ren/default/table?lang=en; stan na 28.05.2024 r.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych publikowanych przez Główny Urząd Statystyczny, *Energia ze źródeł odnawialnych w 2022 roku*, stat.gov.pl/obszary-tematyczne/srodowisko-energia/energia/energia-ze-zrodel-odnawialnych-w-2022-roku,10,6.html; stan na 30.05.2024 r.

Systemy wsparcia wytwarzania energii z OZE wpływają na zwiększanie produkcji energii odnawialnej poprzez m.in.: administracyjne ustalanie cen energii z OZE (bezpośrednio lub pośrednio), świadectwa pochodzenia i gwarancje pochodzenia wliczające w pewnym stopniu cechę ekologiczną energii, bezpośrednią pomoc finansową dla niektórych inwestycji, zwolnienia z niektórych podatków (np. z akcyzy), różne ulgi (np. za przyłączenie instalacji do sieci). Określenie maksymalnej wielkości wsparcia i ograniczenie czasu jego przysługiwania może prowadzić do poszukiwania nowych rozwiązań technologicznych, innowacji, a przez to obniżania kosztów wytwarzania¹⁷.

3. MEW w latach 80. i 90. XX w.

Uchwała MEW stwarzała możliwości budowy elektrowni wodnych w miejscach dawnych elektrowni i siłowni, zezwalała na remont dotychczasowych obiektów oraz na budowę nowych elektrowni w miejscach, gdzie są piętrzenia wodne. W uchwale uznano, że produkowana energia ma głównie służyć potrzebom użytkownika, a jedynie nadwyżki mogą być sprzedawane. Według § 3. 1. Użytkownicy małych elektrowni wodnych, którzy nie wykorzystują w pełni na potrzeby własne produkowanej energii elektrycznej, mogą zawierać z odbiorcami umowy o dostawę energii elektrycznej, jeżeli elektrownie te nie mogą być przyłączone do sieci energetyki zawodowej¹⁸. MEW po 1981 r. zwykle lokalizowano w miejscach dawnych obiektów hydroenergetycznych, z wykorzystaniem istniejącej

¹⁷ A. Graczyk, *Oddziaływanie na środowisko a ekologiczne koszty zewnętrzne odnawialnych źródeł energii*, w: J. Popczyk (red.), *Energetyka alternatywna*, Wydawnictwo Dolnośląskiej Wyższej Szkoły Przedsiębiorczości i Techniki w Polkowicach, Polkowice 2011, s. 91–106.

¹⁸ Uchwała MEW.

infrastruktury, w rodzinnych miejscowościach inwestorów. Inwestorzy wskazywali, że w tym okresie stosunkowo łatwo i szybko można było realizować inwestycje od strony administracyjno-inwestycyjnej wraz z uzyskaniem korzystnie oprocentowanych pożyczek na ten cel¹⁹.

Nie występowały problemy z odbiorem energii, natomiast cena wyprodukowanej energii zazwyczaj była kształtowana przez wzajemne ustalenia między wytwórcą a zakładem energetycznym. Właściciel MEW zwykle znajdował się w gorszej pozycji negocjacyjnej. Ustalone lub nieraz narzucone ceny za wyprodukowaną energię były często niższe niż przeciętne ceny rynkowe. Wielu właścicieli MEW twierdziło, że były poniżej obliczonego przez nich progu rentowności²⁰. Takie sytuacje można objaśnić m.in. przez teorię kosztów transakcyjnych. Jeśli specyficzny produkt może być sprzedawany tylko jednemu odbiorcy (w tym przypadku lokalnemu zakładowi energetycznemu), wywołuje to duże ryzyko uzyskania niskiej ceny niegwarantującej opłacalności produkcji²¹. Intencją ustawodawcy było wykorzystanie dostępnego potencjału wodnego dla uwzględnienia potrzeb energetycznych jednostek gospodarczych w sytuacji ogólnokrajowych trudności z zaopatrzeniem w energię. Wydaje się, że kwestie cen sprzedaży niewykorzystanej przez użytkownika energii były sprawą drugorzędą.

4. Uwarunkowania ustawy prawo energetyczne z 1997 r.

Dla rozwoju instalacji wytwarzających energię ze wszystkich źródeł odnawialnych, nie tylko wodnych, bardzo istotne były zapisy w ustawie prawo energetyczne z 1997 r. nakładające obowiązek zakupu energii wytworzonej w instalacjach OZE przez przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące działalność w zakresie obrotu energią lub ciepłem oraz wyznaczenie minimalnych udziałów energii odnawialnej w ofertach ww. przedsiębiorstw²². Jeśli ww. przedsiębiorstwa miały trudności w wytwarzaniu własnej energii z OZE w odpowiedniej ilości, to przyczyniało się to do zwiększonego popytu na energię odnawialną i do znaczącego wzrostu cen energii z OZE. Z tego względu w 1999 r. ustalono maksymalną administracyjną cenę za

¹⁹ **R. Kotłowski**, *Elektrownie wodne. Dziś trzeba budować od podstaw*, 2013, <https://ppg.ibngr.pl/pomorski-przeglad-gospodarczy/elektrownie-wodne-dzis-trzeba-budowac-od-podstaw>; stan na 20.03.2023 r.

²⁰ **O. Mikucki, J. Śleszyński**, *Mechanizmy wsparcia rozwoju odnawialnych źródeł energii w Polsce*, *Ekonomia i Środowisko* 2010/2 (38), s. 81–98.

²¹ **A. Grześ**, *Outsourcing w świetle ekonomii kosztów transakcyjnych*, w: **J. Pietrucha** (red.), *Teoria ekonomii wobec przeobrażeń strukturalnych*, Wydawnictwo Uniwersytet Ekonomiczny w Katowicach, Katowice 2011, s. 113–122.

²² Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, Dz.U. z 1997 r., nr 54, poz. 348.

energię odnawialną²³. Połączenie obowiązku zakupu energii z OZE i wyznaczenie minimalnych udziałów energii odnawialnej w ofertach ww. przedsiębiorstw było znaczącą zachętą do inwestycji w instalacje OZE.

5. System świadectw pochodzenia

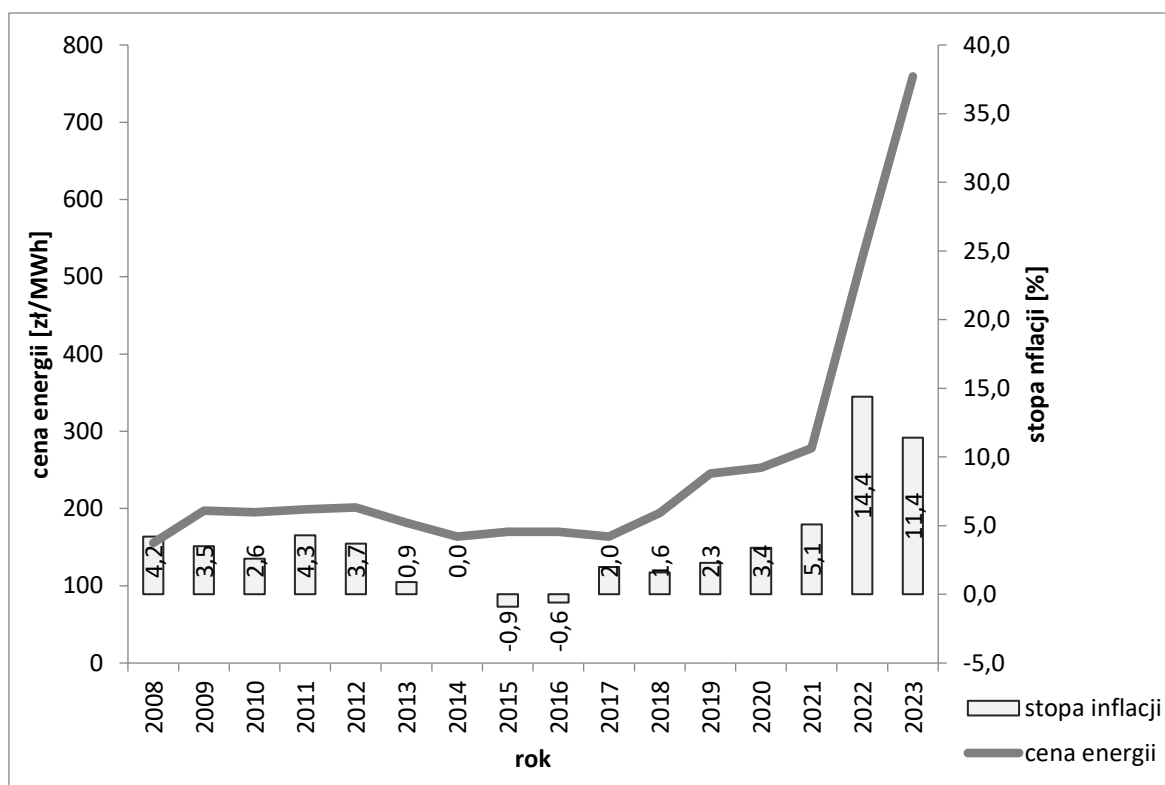
Po wejściu Polski do UE znacząco zmienił się system wsparcia dla OZE. Od 2005 r. zaczęto wyceniać cechę ekologiczną energii. W związku z tym producenci energii odnawialnej zaczęli uzyskiwać dwa rodzaje przychodów ze sprzedaży energii: za sprzedaż fizycznych jednostek energii (cecha użytkowa energii) oraz sprzedaż praw do nich (cecha ekologiczna)²⁴. Sprzedawca z urzędu (np. zakład energetyczny) został zobowiązany do kupna oferowanej energii z OZE po średniej cenie energii liczonej od 2005 r. jako średnia cena sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym z poprzedniego roku, a od 2015 r. z poprzedniego kwartału.

W pierwszej kolejności zostaną omówione średnie roczne ceny sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym ogłaszane przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE). Na rysunku 2 przedstawiono je i porównano z roczną stopą inflacji CPI (wskaźnik cen przy podstawie za rok poprzedni jest równy 100).

RYSUNEK 2: Średnie roczne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym ogłaszane przez Prezesa URE w latach 2008–2023 wraz ze wskaźnikiem CPI

²³ **M. Ligus**, *Efektywność inwestycji w odnawialne źródła energii. Analiza kosztów i korzyści*, Wydawnictwo CeDeWu, Warszawa 2010.

²⁴ **A.M. Graczyk**, *Unijne i krajowe instrumenty wspomagania rozwoju odnawialnych źródeł energii*, w: **J. Popczyk** (red.), *Energetyka alternatywna*, Wydawnictwo Dolnośląskiej Wyższej Szkoły Przedsiębiorczości i Techniki w Polkowicach, Polkowice 2011, s. 107–120.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych **Urzędu Regulacji Energetyki**, *Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym (roczna i kwartalne)*, www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/ceny-wskazniki; stan na 30.05.2024 r. oraz danych **Głównego Urzędu Statystycznego**, *Roczne wskaźniki cen towarów i usług konsumpcyjnych od 1950 roku*, <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/ceny-handel/wskazniki-cen/wskazniki-cen-towarow-i-uslug-konsumpcyjnych-pot-inflacja-roczne-wskazniki-cen-towarow-i-uslug-konsumpcyjnych>; stan na 30.05.2024 r.

Średnioroczna cena sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym w 2008 r. wyniosła 155,44 zł/MWh. Ceny rosły w następnych latach do 2012 r., w którym średnia cena to 201,36 zł/MWh. Następnie ceny energii zaczęły obniżać się i w latach 2014–2017 kształtowały się w przedziale 163,58–169,99 zł/MWh. W następnych latach ceny zaczęły powoli rosnąć. Dynamiczny wzrost cen energii jest zaobserwowany od połowy 2021 r. Średnia cena sprzedaży energii z I kwartału 2021 r. wynosiła 243,71 zł/MWh, a średnia cena z I kwartału 2023 r. – 864,02 zł/MWh. Zatem w ciągu 2 lat nastąpił ponad 350% wzrost średniej ceny sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym. Średnioroczna cena sprzedaży energii w 2023 r. – wyniosła 759,29 zł/MWh²⁵. Warto dodać, że przed rokiem 2021 inflacja była pełzająca lub była deflacja (w latach 2015–2016), w 2021 r. inflacja stała się krocząca, a w latach 2022–2023 galopująca, ale z tendencją spadkową. Natomiast wzrost cen sprzedaży energii w ostatnim okresie w niewielkim stopniu jest powiązany z inflacją.

²⁵ **Urząd Regulacji Energetyki**, *Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym (roczna i kwartalne)*, www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/ceny-wskazniki; stan na 30.05.2024 r.

Po 2005 r. wytwórcy energii z OZE mogą się również ubiegać o prawa majątkowe (świadczenia pochodzenia energii), aby je sprzedać spółkom dystrybucyjnym mającym obowiązek ich nabycia lub wyprodukowania własnej energii z OZE bądź wniesienia opłaty zastępczej. Wyżej wymienione spółki muszą wykazać się odpowiednim udziałem energii z OZE, regulowanym przez stosowne rozporządzenia. Wysokość opłaty zastępczej w praktyce wyznacza maksymalną wartość świadectw. W 2005 r. opłata zastępcza została ustalona na 240 zł jako ekwiwalent 1 MWh wyprodukowanej energii. Do 2015 r. corocznie była ona waloryzowana o wskaźnik inflacji. Prawie do końca 2012 r. ceny świadectw były zbliżone do wielkości opłaty zastępczej. Później, na skutek zwiększonej podaży świadectw, ich ceny zaczęły gwałtownie spadać. Administracyjnie zwiększono obowiązkową liczbę świadectw pochodzenia do umorzenia w poszczególnych latach, co krótkotrwale spowodowało wzrost cen świadectwa pochodzenia²⁶. W tabeli 1 przedstawiono średnie roczne ceny świadectw pochodzenia.

TABELA 1: Średnie ceny roczne świadectw pochodzenia [w zł]

Rok	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Średnia roczna cena świadectw pochodzenia [w zł] ^a	274,39	281,41	251,21	163,66	184,28	123,57	74,21

Objaśnienia: ^a obliczona na podstawie średniomiesięcznych cen świadectw pochodzenia podawanych przez Towarową Giełdę Energii SA (www.tge.pl).

Źródło: opracowanie na podstawie **J. Sołtuniak**, *Koszty transakcyjne w energetyce wodnej*, Wydawnictwo Uniwersytetu Łódzkiego, Łódź 2014, s. 115.

Wydaje się, że większość inwestorów w pierwszym okresie przyjmowała do kalkulacji na etapie projektowym ceny świadectw pochodzenia zbliżone do wysokości opłaty zastępczej. Przykładowo, kalkulując inwestycję w roku 2011 przyjmowano w niej ceny świadectw czterokrotnie wyższe niż w 2016 r., kiedy być może udało się inwestycję uruchomić. Zatem efekty oczekiwane przez inwestora znacznie się różniły od rzeczywistych.

Od 2016 r. opłata zastępcza jest obliczana jako wartość 125% średniej ceny świadectw pochodzenia w danym roku i nie może być wyższa niż 300,03 zł/MWh²⁷. Okres wsparcia instalacji przez świadectwa pochodzenia może trwać maksymalnie 15 lat. Pierwsze inwestycje weszły w ten system w 2005 r., zatem dla nich w 2020 r. skończyło się wsparcie. System jest stopniowo wygaszany i zastępowany innymi rozwiązaniami administracyjnymi. Istotną zaletą systemu świadectw pochodzenia jest wycena cechy ekologicznej energii (docenienie pochodzenia energii), ale spadki cen świadectw pochodzenia na rynku okazały się znaczące.

²⁶ **J. Sołtuniak**, *Koszty transakcyjne...*, s. 115.

²⁷ Informacja Prezesa URE, 2023/5.

Dla inwestorów wiązało się to z dużym ryzykiem, czy poniesione nakłady zostaną skompensowane oraz z trudnością w kalkulacji oceny opłacalności inwestycji.

6. Uwarunkowania ustawy o odnawialnych źródłach energii z 2015 r. i jej wpływ na systemy wsparcia. Ceny referencyjne

Do 2015 r. instalacje wykorzystujące różne rodzaje odnawialnej energii miały przyznawane podobne wsparcie finansowe na jednostkę wytworzonej energii elektrycznej. Zgodnie z ustawą o OZE w systemie aukcyjnym oraz w systemach gwarantujących cenę energii: FIT (*feed-in tariff*) i FIP (*feed-in premium*) ceny energii zostały zróżnicowane w zależności od źródła wytwarzania energii i zainstalowanej mocy²⁸. Ponadto w tych systemach cena energii jest indywidualnie pomniejszana o wcześniej otrzymaną pomoc finansową ze środków publicznych (np. z dotacji, specjalnie oprocentowanych pożyczek, czy świadectw pochodzenia energii) w przeliczeniu na każdą jednostkę wyprodukowanej energii (wg wzoru zawartego w ustawie o OZE), co we wcześniejszych rozwiązaniach nie było stosowane. Zatem przejście do nowych systemów nie było opłacalne dla wytwórców, którzy dotychczasową pomoc publiczną mieli przyznaną na stosunkowo wysokim poziomie. Okres wsparcia w systemach aukcyjnym i FIT/FIP dla nowych instalacji to: 15 lat liczone od momentu rozpoczęcia produkcji lub 17 lat (z wliczeniem kontynuacji) dla instalacji, które wcześniej przez przynajmniej 5 lat funkcjonowały w systemie świadectw pochodzenia²⁹.

Ceny referencyjne (ustalane na szczeblu ministerialnym) określają maksymalne ceny za sprzedawaną energię w systemie aukcyjnym. Cena referencyjna ogłoszona w 2016 dla elektrowni wodnych nie większych niż 1 MW wyniosła 470 zł/MWh, zaś dla większych – 480 zł/MWh³⁰.

Z kolei cena referencyjna ogłoszona pod koniec 2022 r. dla instalacji hydroenergetycznych do 500 kW wyniosła 770 zł/MWh, pomiędzy 500 kW a 1000 kW – 705 zł/MWh, a dla instalacji powyżej 1000 kW – 675 zł/MWh. Dla porównania można podać, że najwyższe ceny referencyjne w tym rozporządzeniu przyznano dla instalacji biogazu rolniczego w kogeneracji (920zł/MWh) i biogazu z odpadów w kogeneracji (820 zł/MWh), obie dla instalacji poniżej 500 kW. Z kolei biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej i biogaz z odpadów do wytwarzania energii elektrycznej (oba dla instalacji poniżej 500 kW) miały ceny referencyjne

²⁸ Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, Dz.U. z 2015 r. poz. 478.z późn. zm.

²⁹ Raport *Małe elektrownie wodne*, 2021, s. 15.

³⁰ Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 17 października 2016 r. w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2016 r. oraz okresów obowiązujących wytwórców, którzy wygrali aukcje w 2016 r., Dz.U. 2016, poz. 1765.

odpowiednio: 785 zł/MWh i 730 zł/MWh. Dużo niższe ceny referencyjne w porównaniu z hydroenergetyką ogłoszono dla instalacji elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych. Elektrownie wiatrowe o mocy poniżej 1000 kW miały cenę 340 zł/MWh, powyżej 1000 kW – 295 zł/MWh, zaś instalacje fotowoltaiczne poniżej 1000 kW – 375 zł/MWh, a powyżej 1000 kW – 355 zł/MWh³¹. Wyższe ceny referencyjne przyznane hydroenergetyce i niektórym instalacjom wykorzystującym biogaz wpływają na większą konkurencyjność tych źródeł na tle innych.

Warto porównać ceny referencyjne z cenami sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym, które były przedstawione we wcześniejszych rozważaniach. Do końca 2021 r. średnie ceny sprzedaży energii na rynkach konkurencyjnych generalnie były dużo niższe niż przeciętne ceny referencyjne. Natomiast od początku 2022 r. średnie ceny energii zaczęły szybko rosnąć i w III–IV kwartale 2022 r. były już wyższe niż niektóre ceny referencyjne. Dla instalacji MEW średnie ceny referencyjne okazały się niższe niż średnia cena energii na rynku konkurencyjnym w I kwartale 2023 r. (864,02 zł/MWh), która była rekordowo wysoka i nie powtórzyła się w późniejszych okresach. Ceny energii na rynku konkurencyjnym od tamtego momentu zaczęły się nieco obniżać, zaś ceny referencyjne zostały podwyższone pod koniec 2023 r. o więcej niż 10%.

7. System aukcyjny

System aukcyjny dla instalacji OZE wprowadzony został w Polsce w 2016 r. Aukcje przeprowadzane są przynajmniej raz w roku dla poszczególnych rodzajów instalacji wytwarzających energię z OZE w zależności od ich mocy. Przystępując do aukcji, wytwórca wpłaca kaucję, proponuje cenę sprzedawanej energii w zł/MWh nie wyższą niż cena referencyjna oraz określa datę pierwszego wytworzenia energii elektrycznej lub planowanego terminu uruchomienia elektrowni i podaje termin wejścia w system aukcyjny. Ponadto ustala wielkość produkcji energii w przyszłości w podziale na lata kalendarzowe. W przypadku wygrania aukcji wytwórca jest zobowiązany do dostarczania wyprodukowanej energii od zadeklarowanego terminu. W okresie rozliczeniowym powinien wyprodukować przynajmniej 85% podanej ilości energii. Jeśli nie, to musi dokupić brakujący wolumen energii. Rozliczenia odbywają się co trzy lata oraz po okresie wsparcia. Niedotrzymanie zobowiązań może wiązać się m.in.: z wykluczeniem z systemu aukcyjnego czy z przepadnięciem wpłaconej kaucji³².

³¹ Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dn. 31.10.2022 w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii oraz okresów obowiązujących wytwórców, którzy w danym roku wygrali aukcje, Dz.U. z 2022 r., poz. 2247.

³² R. Gawin, *Raport MEW w Polsce*, 2021, s. 56–59; **Polskie Stowarzyszenie Energii Wiatrowej**, *Przewodnik po polskim systemie aukcyjnym*, 2023.

W pierwszych latach aukcje ogłaszane dla MEW były przewidziane dla nowych i już istniejących instalacji mających wysoki SWM. Wielu właścicieli MEW nie przystępowało do aukcji pomimo dużo wyższych cen referencyjnych na aukcjach w tamtym okresie w stosunku do średnich cen energii na rynku konkurencyjnym i niskich cen świadectw pochodzenia, gdyż przypuszczalnie obawiali się niespełnienia wymagań w latach suchych w zakresie ilości wyprodukowanej energii i restrykcji z tym związanych³³. Zdarzały się aukcje, na które zgłoszono niewiele ofert i wszystkie dopuszczone do aukcji wygrywały.

W kolejnych latach zniesiono wymagania w zakresie SWM i zmieniono zasady aukcji. W aukcji mogą brać udział wytwórcy mający nową instalację, którzy zaoferują najniższą cenę sprzedaży energii elektrycznej, a ich łączne oferty nie przekroczą 100% ilości energii elektrycznej do wygrania w aukcji oraz 80% ilości energii elektrycznej objętej wszystkimi złożonymi ofertami³⁴. Zatem z założenia część ofert z wyższą ceną zostaje odrzucona. Ponadto, jeśli wpłynie zbyt mało ofert, aukcje mogą pozostać nierozstrzygnięte. System aukcyjny wydaje się być ryzykowny dla właścicieli elektrowni wodnych ze względu na konieczność zaplanowania wielkości produkcji energii w perspektywie trzyletniej. Na wielu rzekach występują znaczące wahania średnich rocznych przepływów wodnych pomiędzy poszczególnymi latami.

8. Taryfy FIT i FIP

W 2018 r. dla instalacji o mocy mniejszej niż 500 kW wykorzystujących hydroenergię, biogaz i biogaz rolniczy wprowadzono możliwość wejścia do systemu FIT. Jest to system taryf gwarantowanych, gdzie wytwórca energii z OZE sprzedaje energię sprzedawcy zobowiązanemu po stałej, corocznie waloryzowanej cenie, stanowiącej 95% ceny referencyjnej. Dla instalacji o mocy do 1 MW wprowadzono system FIP, w którym wytwórca energii z OZE sprzedaje energię wybranemu podmiotowi i rozlicza się z Zarządcą Rozliczeń w zakresie salda ujemnego lub dodatniego. Otrzymuje maksymalnie 90% ceny referencyjnej za 1 MWh wyprodukowanej energii. Wszyscy wytwórcy spełniający wymogi formalne, którzy złożą prawidłowo wypełniony wniosek z dobrze obliczoną dotychczasową pomocą publiczną w przeliczeniu na jednostkę wyprodukowanej energii, mogą dołączyć do systemu. W tym systemie nie ma sankcji za zbyt małą produkcję energii, założeń dotyczących SWM, rozliczania wolumenu sprzedawanej energii. Większość wytwórców uczestniczących w aukcji dla MEW

³³ E. Malicka, *Small hydropower...*

³⁴ Urząd Regulacji Energetyki, *Regulamin aukcji*, 2020.

przeszła w latach 2018–2021 r. do systemów FIT/FIP³⁵. Wydaje się, że było to spowodowane oczekiwaną stabilnością systemu i cen referencyjnych oraz znacznie mniejszym ryzykiem w stosunku do systemu aukcyjnego, pomimo nieco niższych cen sprzedaży energii w systemach FIT/FIP w stosunku do możliwych (przynajmniej teoretycznie) do uzyskania na aukcjach.

Wytwórcy energii z OZE, którzy nie uczestniczą w systemach wsparcia, mogą sprzedawać energię do zakładów produkcyjnych lub innych bezpośrednich odbiorców czy firm pośredniczących w handlu energią. Często te umowy są zawierane według warunków wzajemnie ustalonych. Jest też możliwa sprzedaż energii na giełdzie. W przypadku podmiotów korzystających z zewnętrznego finansowania na realizację inwestycji, wytwórca może nie mieć możliwości decydowania o tym, gdzie będzie sprzedawać energię (przykładowo pożyczkodawca nie wyraża zgody na ryzyko związane ze sprzedażą energii poza systemami wsparcia).

Reasumując: najważniejsze momenty czasowe wprowadzenia zmian w regulacjach i ich wpływ na ceny energii ze źródeł odnawialnych zostały przedstawione w tabeli 1.

TABELA 2: Główne regulacje w polskim ustawodawstwie od 1981 r. wpływające na rozwój energetyki wodnej i kształtowanie się cen sprzedaży energii ze źródeł odnawialnych

Czas wprowadzenia	Główne regulacje	Przykładowe założenia	Wpływ na ceny sprzedaży energii z instalacji MEW/OZE
1981 r.	Uchwała MEW	Zezwolenie na remonty instalacji prądowórczych, ułatwienia dla budowy MEW przy istniejących piętrzeniach wodnych.	Ceny indywidualnie ustalane między zakładem a wytwórcą.
1997 r.	Ustawa Prawo energetyczne	Wprowadzenie obowiązku zakupu energii ze źródeł odnawialnych.	Ceny ustalane rynkowo; w 1999 r. wprowadzono maksymalną cenę za energię z OZE.
2005 r.	Jedna z nowelizacji ustawy Prawo energetyczne	Rozdzielenie cech energii odnawialnej na: użytkową i ekologiczną. Wprowadzenie systemu świadectw pochodzenia.	Ustalenie ceny za sprzedawaną energię z OZE jako średnią cenę sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym z poprzedniego okresu rozliczeniowego. Ustalenie maksymalnej ceny świadectw pochodzenia jako wysokość opłaty zastępczej.

³⁵ R. Gawin, *Raport MEW w Polsce...*

2015 r.	Ustawa o OZE oraz późniejsze nowelizacje	Wprowadzenie systemu aukcyjnego (od 2016 r.) i systemu FIT/FIP (od 2018 r.).	Ustalenie cen referencyjnych i na ich podstawie obliczanie cen energii uzyskiwanych przez poszczególnych wytwórców (m.in. przez odejmowanie pomocy publicznej).
---------	--	--	---

Źródło: opracowanie własne na podstawie literatury.

Ponieważ system FIT/FIP jest obecnie najbardziej powszechny wśród inwestorów w MEW, zostanie przedstawiona analiza SWOT dla tego systemu na tle ogólnej analizy dotyczącej sektora.

TABELA 3: Analiza SWOT. Sytuacja inwestorów w systemie FIT/FIP na tle ogólnej sytuacji w sektorze energetyki wodnej i energetyki odnawialnej w Polsce

Mocne strony	Słabe strony
<ul style="list-style-type: none"> – ogólny wzrost wykorzystania energii, – polityka unijna i polska wspierająca rozwój sektora OZE i zakładająca przyspieszony rozwój pozyskiwania energii z OZE, – konieczność dywersyfikacji źródeł pochodzenia energii, – długi cykl życia MEW, – stabilny sposób pozyskiwania energii z MEW z możliwością prognozowania produkcji w krótkiej perspektywie, – sprawiedliwa alokacja zasobów przez wliczenie dotychczas otrzymanej pomocy publicznej do ceny sprzedawanej energii we wszystkich systemach obowiązujących po 2015 r. w Polsce. <p>W zakresie systemów FIT/FIP:</p> <ul style="list-style-type: none"> – długotrwała stabilność systemu (15 lat), podobna jak w systemie aukcyjnym i świadectw pochodzenia, – brak rozliczeń w oparciu o SWM, restrykcji, kar i obowiązku dokupywania brakującego wolumenu energii w przypadku zbyt małej produkcji energii, – brak kaucji i obowiązkowych rozliczeń wyprodukowanych energii, – możliwość dołączenia do systemu każdego wytwórcy, który złoży stosowny wniosek i spełnia podstawowe wymagania. 	<ul style="list-style-type: none"> – utrudnione perspektywy dalszego rozwoju sektora ze względu na ograniczoną liczbę piętrzeń lub trudności z lokalizacją MEW przy już istniejących piętrzeniach, – długotrwały i często nieprzewidywalny proces administracyjno-inwestycyjny w MEW, – wysokie koszty inwestycyjne w MEW, – wysoka specyficzność aktywów i trudności z ewentualną odsprzedażą urządzeń lub fragmentów infrastruktury hydroenergetycznej, – zmniejszona produkcja energii przy niskich przepływach lub niskim spadzie wody, – trudności w oszacowaniu niektórych kosztów środowiskowych. <p>W zakresie systemów FIT/FIP:</p> <ul style="list-style-type: none"> – brak wsparcia po 15 latach w sytuacji niespłaconej inwestycji.
Szanse	Zagrożenia

<ul style="list-style-type: none"> – perspektywy budowy nowych zbiorników wodnych dla celów wielozadaniowych i piętrzeń, – możliwości zwiększenia potencjału energetycznego istniejących obiektów MEW przez rozwój technologii. <p>W zakresie systemów FIT/FIP:</p> <ul style="list-style-type: none"> – możliwość oszacowania przyszłych przychodów (przy stabilności makroekonomicznej), uwzględniając naturalną zmienność przepływów wodnych. 	<ul style="list-style-type: none"> – wydłużanie procesu administracyjno-inwestycyjnego w MEW (przez nadmierną biurokrację, zmiany przepisów), – awarie, pobór wody przez inne zakłady, – możliwe trudności z kontynuacją inwestycji w przypadku wygaśnięcia pozwoleń administracyjnych. <p>W zakresie systemów FIT/FIP:</p> <ul style="list-style-type: none"> – możliwość uznaniowości przy administracyjnym ustalaniu cen.
---	--

Źródło: opracowanie własne na podstawie badań.

Podsumowanie

Wydaje się oczywiste, że w stabilnych makroekonomicznie gospodarkach dla długoterminowych inwestycji powinny być zapewnione długotrwałe ramy prawne. Przy długim cyklu życia MEW najważniejsza jest stabilność, trwałość i prostota systemów wsparcia, aby inwestor mógł realnie kalkulować przedsięwzięcie. Do 2005 r. występowały trudności w oszacowaniu przyszłych przychodów z MEW, gdyż ceny energii były indywidualnie ustalane między wytwórcą a zakładem energetycznym, często dopiero przy zakończeniu realizacji inwestycji. Po 2005 r., kiedy administracyjnie określono, jak obliczyć cenę energii, kalkulację można już było łatwiej przygotować, uwzględniając wahania cen energii, spadające ceny świadectw pochodzenia, ewentualne koszty związane z restrykcjami w systemie aukcyjnym (np. obowiązek dokupienia brakującego wolumenu energii) oraz zmienność przepływów wodnych. Wydaje się, że jedynie w systemach FIT/FIP można realnie skalkulować inwestycję w długim okresie.

W analizowanym okresie ceny za energię z MEW były kształtowane zarówno rynkowo, jak i regulacyjnie w sposób pośredni i bezpośredni, a efekt ekologiczny jest ujmowany i wyceniany od 2005 r. Wydaje się, że trwałość 15-letnia systemu zmniejsza ryzyko inwestycyjne związane z wysokimi kosztami inwestycyjnymi i wysoką specyficznością aktywów. Choć warto dodać, że raporcie NIK uznano, że ten okres wsparcia jest zbyt krótki w stosunku do kilkudziesięcioletniego okresu wytwarzania energii w MEW. Uznano, że może pojawić się po okresie wsparcia brak rentowności elektrowni wodnych przy sprzedaży energii na rynku i duży stopień zależności od regulacji rynkowych³⁶.

³⁶ NIK, *Raport. Bariery rozwoju odnawialnych źródeł energii*, 2021.

W PEP 2040 są założenia dwukrotnego zwiększenia udziału OZE w bilansie energetycznym w ciągu najbliższych lat. Zatem zachęty do inwestowania w OZE powinny być jeszcze długo obecne w polskich systemach wsparcia.

Bibliografia

- Bentkowska K.**, *Optymalizacja kosztów transakcyjnych jako sposób na podniesienie konkurencyjności przedsiębiorstw*, Kwartalnik Nauk o Przedsiębiorstwie 2020/4, s. 32–47.
- EUROSTAT, ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_ind_ren/default/table?lang=en, stan na 28.05.2024 r.
- Gawin R.**, *Raport MEW w Polsce*, 2021, s. 56–59, https://ungc.org.pl/wp-content/uploads/2022/03/Raport_Male_elektrownie_wodne_w_Polsce.pdf; stan na 25.04.2023 r.
- Giacomara M., Bono F.**, *European Union commitment towards RES market penetration: From the first legislative acts to the publication of the recent guidelines on State aid 2014/2020*, Renewable and Sustainable Energy Reviews 2015/47, s. 218–232.
- Główny Urząd Statystyczny**, *Energia ze źródeł odnawialnych w 2022 roku*, stat.gov.pl/obszary-tematyczne/srodowisko-energia/energia/energia-ze-zrodel-odnawialnych-w-2022-roku,10,6.html; stan na 30.05.2024 r.
- Graczyk A.**, *Oddziaływanie na środowisko, a ekologiczne koszty zewnętrzne odnawialnych źródeł energii*, w: *Energetyka alternatywna*, J. Popczyk (red.), Wydawnictwo Dolnośląskiej Wyższej Szkoły Przedsiębiorczości i Techniki w Polkowicach, Polkowice 2011, s. 91–106.
- Graczyk A.M.**, *Unijne i krajowe instrumenty wspomagania rozwoju odnawialnych źródeł energii*, w: *Energetyka alternatywna*, J. Popczyk (red.), Wydawnictwo Dolnośląskiej Wyższej Szkoły Przedsiębiorczości i Techniki w Polkowicach, Polkowice 2011, s. 107–120.
- Grześ A.**, *Outsourcing w świetle ekonomii kosztów transakcyjnych*, w: *Teoria ekonomii wobec przeobrażeń strukturalnych*, J. Pietrucha (red.), Wydawnictwo Uniwersytet Ekonomiczny w Katowicach, Katowice 2011, s. 113–122.
- Herlender K., Bobrowicz W.**, *Techniczne i ekonomiczne aspekty budowy małych elektrowni wodnych*, Politechnika Wroclawska, VI Lubuska Konferencja Naukowo-Techniczna, 2010, www.mitel.uz.zgora.pl/CD/2010/s151.pdf; stan na 20.05.2024 r.
- Informacja Prezesa URE*, 5/2023, C:/Users/Admin/Downloads/Informacja_PURE_nr_5_2023.pdf; stan na 20.05.2024 r.
- Kotłowski R.**, *Elektrownie wodne. Dziś trzeba budować od podstaw*, 2013, <https://ppg.ibngr.pl/pomorski-przeglad-gospodarczy/elektrownie-wodne-dzis-trzeba-budowac-od-podstaw>; stan na 20.03.2023 r.
- Ligus M.**, *Efektywność inwestycji w odnawialne źródła energii. Analiza kosztów i korzyści*, Wydawnictwo CeDeWu, Warszawa 2010.
- Majewski W.**, *Zarządzanie zasobami wodnymi w Polsce*, <https://docplayer.pl/109574944-Zarządzanie-zasobami-wodnymi-w-Polsce-2018.html>; stan na 20.03.2023 r.
- Malicka E.**, *Small hydropower sector in Poland*, 2017, http://www.hrcshp.org/road_en/images/2019/18.pdf; stan na 24.04.2023 r.
- Malicka E.**, *Stan i potrzeby zmian regulacji prawnych związanych z rozwojem małej energetyki wodnej z poszanowaniem środowiska*, Raport MEW w Polsce, 2021, s. 64–67, https://ungc.org.pl/wp-content/uploads/2022/03/Raport_Male_elektrownie_wodne_w_Polsce.pdf; stan na 25.04.2023 r.
- Mikucki O., Śleszyński J.**, *Mechanizmy wsparcia rozwoju odnawialnych źródeł energii w Polsce*, *Ekonomia i Środowisko* 2010/2 (38), s. 81–98.
- Milaszewski R.**, *Wykorzystanie zasobów wodnych w Polsce, Księga jubileuszowa prof. Fiedora*, *Ekonomia i Środowisko*, Wrocław 2016.
- Zarząd Ministerstwo Środowiska, Krajowy Gospodarki Wodnej**, *Projekt Polityki Wodnej Państwa do roku 2030*, <http://www.kzgw.gov.pl/pl/Projekt-Polityki-wodnej-panstwa-do-roku-2030.html>; stan na 20.03.2023 r.
- NIK**, *Raport. Bariery rozwoju odnawialnych źródeł energii*, 2021, file:///C:/Users/Admin/Downloads/kgp_p_20_016_202009020825541599027954_01.pdf; stan na 20.04.2024 r.
- Pavisorn Ch., Mengzhen X., Wenzhe T.**, *Assessment of reservoir trapping efficiency and hydropower production under future projections of sedimentation in Lancang–Mekong River Basin*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, September 2023/184, s. 1–21.
- Polityka energetyczna Polski do 2040 roku*, 2021, <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski>; stan na 20.04.2023 r.

Polskie Stowarzyszenie Energii Wiatrowej, *Przewodnik po polskim systemie aukcyjnym*, 2023, <http://psew.pl/wp-content/uploads/2023/06/Przewodnik-po-polskim-systemie-aukcyjnym-OZE-Energetyka-wiatrowa-na-1%C4%85dzie-2023.pdf>; stan na 20.04.2023 r.

Raport *Małe elektrownie wodne*, 2021, https://ungc.org.pl/wp-content/uploads/2022/03/Raport_Male_elektrownie_wodne_w_Polsce.pdf; stan na 25.04.2023 r.

Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 17 października 2016 r. w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2016 r. oraz okresów obowiązujących wytwórców, którzy wygrali aukcje w 2016 r., Dz.U. 2016, poz. 1765.

Soltuniak J., *Koszty transakcyjne w energetyce wodnej*, Wydawnictwo Uniwersytetu Łódzkiego, Łódź 2016.

Urząd Regulacji Energetyki, *Regulamin aukcji*, 2020, [file:///C:/Users/Admin/Downloads/Regulamin_Aukcji_2020%20\(1\).pdf](file:///C:/Users/Admin/Downloads/Regulamin_Aukcji_2020%20(1).pdf); stan na 20.04.2023 r.

Urząd Regulacji Energetyki, *Instalacje odnawialnych źródeł energii - stan na 31 grudnia 2021 r.*, www.ure.gov.pl/pl/oze/potencjal-krajowy-oze/8108,Instalacje-odnawialnych-zrodel-energii-stan-na-31-grudnia-2021-r.html; stan na 1.05.2023 r.

Urząd Regulacji Energetyki, *Średnia cena sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym (roczna i kwartalna)*, www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/ceny-wskazniki; stan na 30.05.2024 r.

Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dn. 31.10.2022 w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii oraz okresów obowiązujących wytwórców, którzy w danym roku wygrali aukcje, Dz.U. z 2022 r., poz. 2247.

Uchwała nr 192 Rady Ministrów w sprawie rozwoju małej energetyki wodnej z dnia 7 września 1981 r., Monitor Polski z 1981/24, poz. 214.

Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, Dz.U. z 2015 r., poz. 478 z późn. zm.

Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, Dz.U. z 1997 r., nr 54, poz. 348.

JOANNA SOŁTUNIAK

CHANGES IN SUPPORT SYSTEMS FOR THE PRODUCTION OF ENERGY FROM RENEWABLE SOURCES IN POLAND ON THE EXAMPLE OF SMALL HYDROPOWER PLANTS IN THE YEARS 1981–2023

Abstract

Background: Support systems for renewable energy production in Poland and the sales prices of energy from renewable sources.

Research purpose: An attempt to evaluate support systems in the face of high investment costs, high specificity of assets and the long waiting time for the first revenues to appear.

Methods: Review of sector sources, sector reports, literature studies, comparative analysis of support systems after 1981, SWOT analysis.

Conclusions: The FIT system provides investors with long-term financial stability.

Keywords: hydropower, renewable energy sources, support systems, investment costs.